

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОРЫ

HALLIBURTON



Министерство образования и науки РФ  
федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
"Российский государственный университет  
нефти и газа имени И.М. Губкина"  
(Национальный исследовательский университет)



69-я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ – 2015

## СБОРНИК ТРУДОВ



МОСКВА 2015

## ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Торгово-  
промышленная  
палата  
Российской  
Федерации



Российское  
Газовое  
Общество



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА  
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

# СБОРНИК ТРУДОВ

69-ОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ  
НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

## НЕФТЬ И ГАЗ - 2015

14-16 АПРЕЛЯ 2015 Г.

МОСКВА 2015

В сборнике публикуются статьи участников 69-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2015».  
ISBN 978-5-91961-146-2

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов  
Редакционная комиссия: проф. А.В. Мурадов  
проф. А.Ф. Максименко  
проф. В.В. Бондаренко  
проф. А.М. Короленок  
проф. А.В. Лобусев  
проф. В.Г. Пирожков  
проф. А.К. Прыгаев  
проф. С.Н. Рожнов  
проф. Е.А. Телегина  
проф. Б.П. Тонконогов  
доц. В.В. Калинов  
доц. А.К. Максимов  
доц. Е.Ю. Симакова  
доц. И.Ю. Храбров

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015

# МЕТОДЫ DATA MINING В РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ (DATA MINING TECHNIQUES TO THE SOLUTION OF THE PROBLEM OF FORECASTING GAS CONSUMPTION)

Абрамов А.С.

(научный руководитель - д.т.н. Григорьев Л.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Объемы потребления газа населением и предприятиями зависят от различных факторов: метеоусловия, структура потребления, неравномерности связанные с хронологическими показателями (день недели, время суток) и т.п. В результате этого, на газотранспортную сеть оказывается большое давление, что может привести к авариям и перебоям газоснабжения, что для компании означает потерю репутации, а главное огромные финансовые затраты.

Поэтому целесообразнее затратить средства на минимизацию риска возникновения подобных ситуаций путем автоматизации процессов анализа данных, поступающих с газотранспортной сети. Одним из таких решений является задача оперативного прогнозирования газопотребления на несколько суток вперед (обычно от недели до месяца).

В представленной работе в качестве объекта исследования представлены данные о потреблении газа с ГРС «N», предоставленные ООО «Газпром трансгаз Москва». Отбор значений расхода газа проводился с периодичностью 10 минут в течение 24 часов в разрезе времени 6 месяцев (январь-июнь 2013 г.). Данные сгруппированы по основным факторам: дата и время, температура в °С, давления воздуха в мм.рт.ст., расход газа в тыс.м.З.

Для решения этой задачи автором разработаны модели многофакторной регрессии с «памятью», которые учитывают основные факторы, влияющие на газопотребление: температура воздуха, тип дня недели (рабочий и выходной/праздничный) и структура потребления.

Формальное описание модели имеет вид:

$$Q(t) - cI_t = aT_t + \sum_{i=1}^k b_i Q_{t-i} + \varepsilon_t,$$

где

- $a, b_i$  – коэффициенты регрессии;
- $\varepsilon_t$  – свободный член;
- $c$ -фиктивная переменная равная 0 или 1 в зависимости от наличия промышленного комплекса в регионе;
- $k$  - число «соседних» к  $Q(t)$  значений потребления газа, влияющих на величину прогнозируемого параметра;
- $Q(t)$  и  $T(t)$  значения объема потребления газа и температуры воздуха соответственно в рассматриваемый момент времени  $t$ ;

- $I(t)$ -потребление промышленности в рассматриваемый момент времени  $t$ .

Данная модель позволяет отразить следующие требования:

- 1) закономерности изменения динамики ряда: тренд и сезон;
- 2) реагировать на изменение температуры окружающей среды.
- 3) отражать специфику неравномерности потребления в рабочие и выходные дни.

Влияние рабочих и выходных дней учитывалось при помощи разделения значений ряда на группы: потребление в рабочие дни, потребление в выходные и праздничные дни (рис.1-2.).

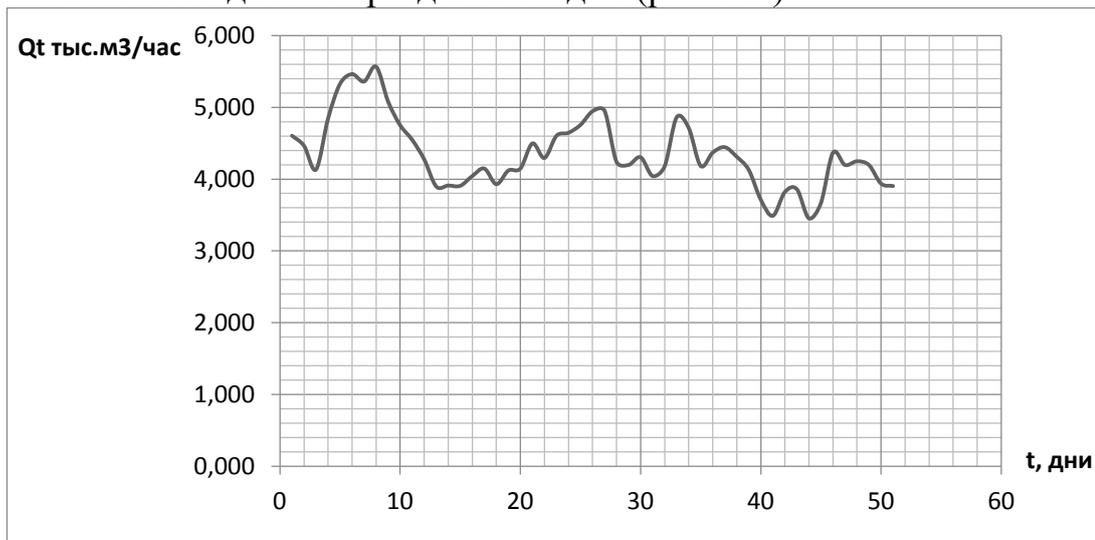


Рис.1. Потребление газа по рабочим дням (январь-март 2013г.).

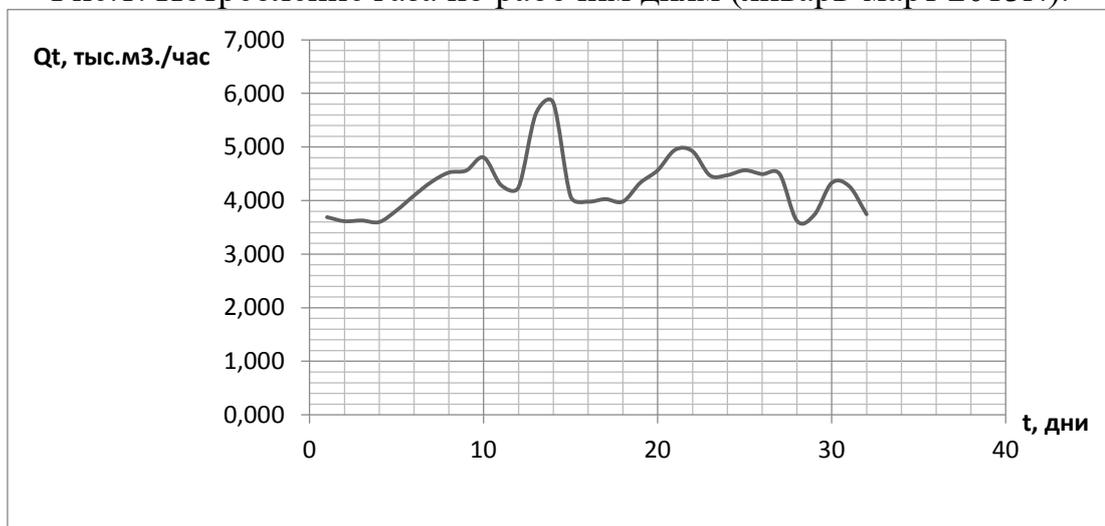


Рис.2. Потребление газа по выходным и праздничным дням (январь-март 2013г.).

Чтобы учесть влияние метеорологических факторов, в уравнение регрессии был добавлен вектор температур (в работе обозначен как  $T(t)$ ). При этом данный вектор должен включать в себя средние значения температур в прогнозируемом разрезе времени. Температура также позволяет отразить сезонные особенности потребления, т.к. зимой

потребление газа обусловлено отоплением, а летом вентиляцией помещений.

Тенденцию роста/падения динамики ряда, учитывалась при помощи введения «памяти» модели в виде последних «k» значений среднесуточного потребления газа предшествующих прогнозируемому периоду времени. Такая «память» обусловлена тем, что наиболее точно тенденция локального роста или падения наблюдается в течение короткой предыстории наблюдений, предшествующих прогнозируемому дню.

Оптимальное число последних наблюдений потребления газа, позволяющих с заданной точностью провести оперативное прогнозирование, было оценено на основе метода ложных ближайших соседей, основанном на теореме Такенса о вложении [5].

Алгоритм метода ложных ближайших соседей состоит из следующих шагов [5]:

1. Пусть размерность  $m = 1$ . Находим для каждой точки  $x(i)$  временного ряда ближайшего «соседа»  $x(j)$  в  $m$ -мерном пространстве такого, что  $i \neq j$ .
2. Вычисляем расстояние между этими соседями:

$$\|x(i) - x(j)\|_m$$

3. Находим расстояние между данными точками на следующем шаге  $m+1$ :

$$\|x(i) - x(j)\|_{m+1}$$

4. Определяем следующее отношение:

$$R_i = \frac{\|x(i) - x(j)\|_{m+1}}{\|x(i) - x(j)\|_m}$$

5. Если  $R_i > R_t$ , где  $R_t$  — подходящий порог (рекомендуемое значение  $R_t = 2$ ), то точка  $x(j)$  является ложным ближним соседом по отношению к точке  $x(i)$ .
6. В результате подсчитывается количество таких ложных ближних соседей  $P$  для каждой точки  $x(i)$ .
7. Вычисляется  $P/N$  и алгоритм повторяется для  $m = m + 1$ .
8. Алгоритм продолжается до такого  $m$ , при котором частное  $P/N$  не станет близким к нулю.

Для поиска ближайшего соседа, автор советует использовать стандартный метод поиска  $k$ -ближайших соседей (kNN), с параметром  $k=1$ [6,7]. Стоит так же отметить, что алгоритм ложных ближайших соседей дает оценку размерности памяти ряда снизу, т.е. возвращает необходимое и достаточное число параметров ряда, которыми можно описать его модель. Для заданного ряда потребления газа с ГРС «N» было получено значение  $m=2$ .

Основываясь на вышеуказанных утверждениях, для расчета газопотребления  $Q(t)$  в момент времени  $t$ , в модель были внесены параметры:

- $Q(t)$ ,  $Q(t-1)$ ,  $Q(t-2)$ - значения расхода газа в соответствующее время наблюдения  $t$  и ему предшествующее  $t-1$  и  $t-2$  суток;
- $T(t)$ - значение температуры окружающей среды на момент прогноза.

Для каждого типа дня строится своя регрессионная модель с «памятью» вида:

$$Q(t) = aT_t + bQ_{t-1} + cQ_{t-2} + \varepsilon_t,$$

где  $a, b, c$  – коэффициенты регрессии,  $\varepsilon_t$  – свободный член.

При этом полученные при моделировании коэффициенты модели должны пересчитываться ежесуточно.

Для оценки качества моделей было сделано сравнение регрессионной статистики  $R^2$  и стандартной ошибки  $\hat{\sigma}$ :

$$R^2 = 1 - \frac{\sigma^2}{\sigma_y^2};$$

$$\hat{\sigma} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}},$$

где

$n$  – величина выборки,

$\sigma$  - среднее квадратичное отклонение,

$\sigma^2$ - условная по факторам  $x$  дисперсия переменной,

$\sigma_y^2$ - условная по факторам  $y$  дисперсия переменной,

Стандартная ошибка регрессии является мерой разброса данных наблюдений от смоделированных значений. Коэффициент  $R^2$ , характеризует меру зависимости одной случайной величины от других.

Результаты вычислений приведены в таблице 1:

Таблица 1.

Оценка регрессионной статистики.

| Регрессионная статистика | рабочие дни | выходные дни |
|--------------------------|-------------|--------------|
| $R^2$                    | 0,873       | 0,926        |
| $\hat{\sigma}$           | 0,18        | 0,157        |

Далее были рассчитаны значения параметров средней относительной ошибки аппроксимации и среднее квадратичное отклонение моделей (таблица 2 и 3):

Таблица 2.

Параметры ошибки, рабочий день.

| Показатель                                | Дата |      |      |      |      |      |      |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
|   | t    | t+1  | t+2  | t+3  | t+4  | t+5  | t+6  |
| Средняя относительная ошибка, %           | 2,6  | 2,7  | 2,8  | 2,8  | 2,9  | 3,0  | 3,0  |
| Среднеквадратическое отклонение, тыс. мЗ. | 0,48 | 0,47 | 0,47 | 0,46 | 0,46 | 0,45 | 0,46 |

Таблица 3.

Параметры ошибки, выходной день.

| Показатель                                | Дата |      |      |      |      |      |      |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
|   | t    | t+1  | t+2  | t+3  | t+4  | t+5  | t+6  |
| Средняя относительная ошибка, %           | 2,1  | 2,1  | 2,0  | 2,4  | 2,5  | 2,5  | 2,5  |
| Среднеквадратическое отклонение, тыс. мЗ. | 0,56 | 0,59 | 0,60 | 0,59 | 0,58 | 0,57 | 0,56 |

Ошибка аппроксимации многофакторной регрессионной модели с «памятью» не превышает 3% для рабочего и выходного дня, что является высоким показателем точности. Величина среднеквадратического отклонения варьируется в интервале  $\pm 0,45-0,6$ .

Графики полученных регрессионных моделей для рабочего и выходного дня подтверждают полученные оценки точности (рис. 3, 4):

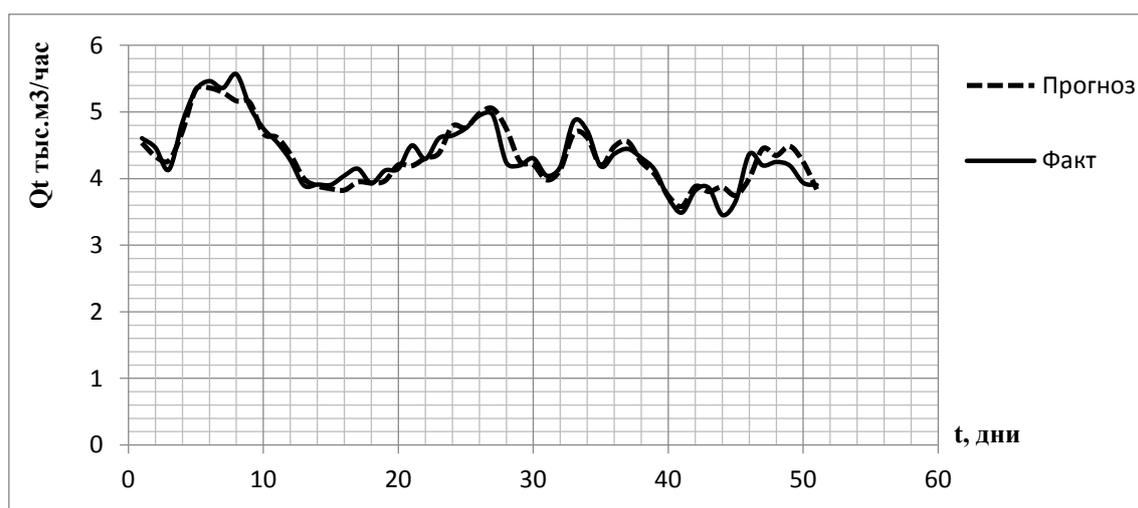


Рис. 3. Многофакторная модель с памятью, рабочий день.

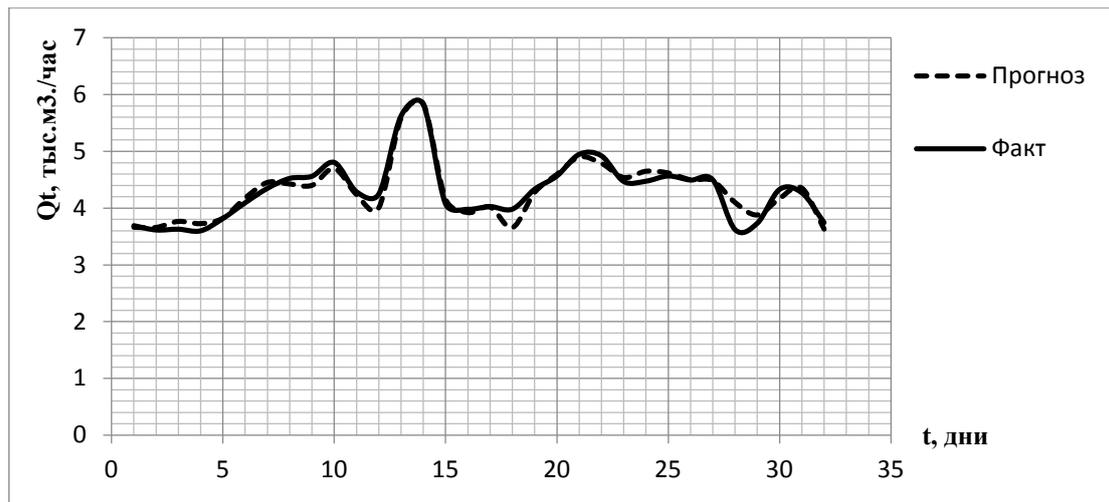


Рис. 4. Многофакторная модель с памятью, выходной день.

Динамика поведения ряда для каждой исследуемой группы дней показывает, что обе модели с большой точностью аппроксимируют фактические значения ряда потребления газа на всём периоде моделирования.

Предложенный автором подход имеет относительно небольшие финансовые затраты ввиду того, что специалисты имеют информацию о потенциальных мощностях сети, а данные, необходимые для прогноза, поступают с датчиков. Имеется и ещё один плюс, прогноз позволяет снизить статью затрат связанную, с планированием месячных объемов перспективного потребления газа. Стоит отметить, что метод прост при программной реализации на ЭВМ, а также показывает большую точность по сравнению со стандартными моделями анализа. Приведенный в статье способ расчета прогнозных значений потребления газа может быть использован для решения различных задач диспетчерского управления, таких как:

- оперативное планирование потоков газа по участкам ГТС;
- расчет прогнозной технически-возможной пропускной способности участков ГТС;
- расчет прогнозных свободных мощностей и «узких» мест ГТС ЕСГ;
- корректировка изменения запаса газа в ПХГ и планирование объемов добычи газа на месторождениях.

## Литература

1. Statistical Model of Relationship Between Natural Gas Consumption and Temperature in Daily Resolution Marek Brabec, Marek Maly, Emil Pelikan and Ondrej Konar Source: Natural Gas, edited by: Dr. Primoz Potocnik, ISBN: 978-953-307-112-1, Sciyo, 2010.

2. Дубинский А.В. и др., Автоматизация расчетов прогнозов газопотребления, М.: ВНИИЭГазпром, 1991
3. Научный отчет: Разработка программного комплекса прогнозирования газопотребления регионами Российской Федерации. М.: ООО «Газпром трансгаз Москва», 2003.
4. Попадько В.Е., Некоторые вопросы оперативного прогнозирования газопотребления методами теории случайных процессов, дисс.... канд. техн. наук, МИНХиГП им. И.М. Губкина, 1972.
5. Головкин В. А. «Нейроинформатика-2005»: Лекции по нейроинформатике. — М.: МИФИ, 2005. — 214 с.
6. Воронцов, К.В. Курс лекций Математические методы обучения по прецедентам.
7. Егор Алексеевич Будников. Обзор некоторых статистических моделей естественных языков. Машинное обучение и анализ данных, 1:245–250, декабрь 2011.

**НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЕ КЛАСТЕРЫ КАК ПУТЬ  
СТРАТЕГИЧЕСКОГО И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО  
РАЗВИТИЯ УЗБЕКИСТАНА  
(PETROCHEMICAL CLUSTERS AS WAY OF STRATEGIC AND  
SOCIO-ECONOMIC DEVELOPMENT OF UZBEKISTAN)**

Азисова З.Р.

(научный руководитель к.э.н., доцент Отто О.Э.)  
Филиал РГУ нефти и газа имени Губкина в г. Ташкенте

Со второй половины XX века самым перспективным и широко используемым видом топлива является газ. Главным потребителем газа является химическая промышленность, так как попутный газ, получаемый при добыче, является сырьем, которое содержит этан, пропан, бутан. Переработка данного сырья и получение из него пластмасс, синтетического каучука положило начало появлению нового направления в нефтегазовой промышленности - газохимии. С обретением независимости Республики Узбекистан, данная подотрасль успешно развивается и является достаточно перспективной, так как результатом переработки сырья является производство высокорентабельной продукции и продукции высоких уровней добавленной стоимости.

В Республике Узбекистан в 2000 году был введен в действие Шуртанский газохимический комплекс, целью действия которого является именно рациональное использование добываемого сырья, а также переработка его и получение продукции газо- и нефтехимии. Мощность Шуртанского ГХК составляет 4 млрд. м<sup>3</sup> сырьевого газа в год.

Газохимическая промышленность является составляющей нефтехимической промышленности и возникло данное направление в результате расширения сырьевой базы нефтехимии после того, как в качестве сырья стал использоваться природный газ и его составляющие (этан, пропан, бутан). Термин «газохимия» по своему возрасту значительно уступает понятию «нефтехимия» и в качестве самостоятельной технологической области появился не более десяти лет назад. Так как, основные месторождения, открытые и развитые в Республики Узбекистан являются газоносными, то газохимия является одним из перспективных направлений развития нефтегазовой промышленности Узбекистана.

Одним из механизмов повышения эффективности использования потенциала нефтегазохимической отрасли, создания продукции высоких переделов и увеличения её добавленной стоимости является формирование инновационно-территориальных кластеров. Кластеры представляют новый, дополнительный способ понимания экономики, организации экономического развития и проведения государственной политики <sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Портер Майкл Конкуренция: пер. с англ. М.: Издат. дом «Вильямс», 2005. 608 с.

Кластер является сравнительно молодым экономическим понятием, появившимся в 1990-х годах и вошедшим в обиход благодаря работам Майкла Портера.

Кластер- это группа компаний, сконцентрированных в определенном регионе, взаимосвязанных между собой, с включением в кластер специализированных поставщиков сырья, комплектующих, товаров, услуг, а также связанных с деятельностью компаний организаций от образовательных учреждений до специализированных государственных структур. Газонефтехимические кластеры являются мощным инструментом устойчивого развития, преобразования, а также способом повышения конкурентоспособности региональной и государственной экономики и выведения ее на качественно новый уровень.

Иными словами нефтегазохимические кластеры объединяют предприятия в единую структуру. Преимуществом их совместной деятельности является использование одной инфраструктуры. Благодаря тому, что данные предприятия компактно расположены по отношению к друг другу - это позволяет понижать издержки производства, также объединение всех предприятий в единую систему позволяет:

- минимизировать транспортные и транзакционные издержки;
  - сократить операционные затраты на логистику сырья, сбыт готовой продукции, а также производственной структуры;
  - оптимизировать капитальные и операционные затраты посредством расположения нефтехимических кластеров вблизи источников сырья.
- Характерными чертами нефтегазохимических кластеров является:
- относительная территориальная близость участников кластера;
  - единая технологическая и логистическая инфраструктура;
  - единые источники сырья;
  - единые рынки сбыта готовой продукции, географически объединенные;
  - формальное, а также неформальное взаимодействие образовательных учреждений, организациями НИОКР и отраслевыми компаниями.

Основой стратегического развития кластера является объединение логистической, инфраструктурной, технологической и научно-образовательной инфраструктуры.

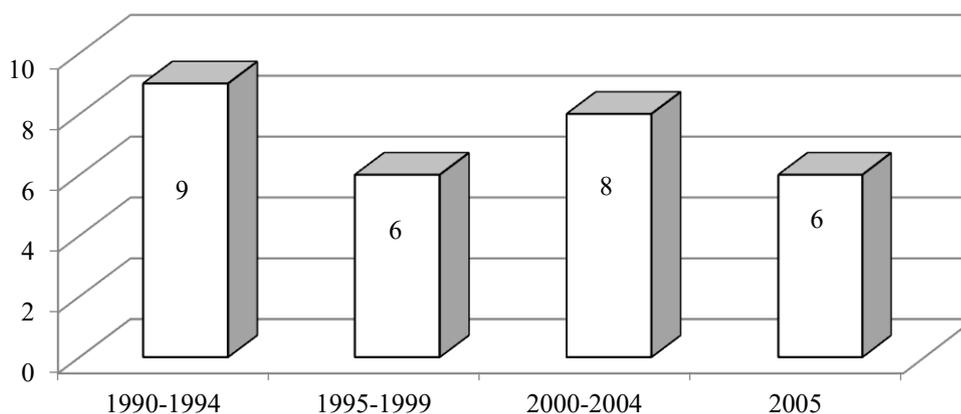
Несомненно, нефтегазохимическая промышленность является мультипликатором стоимости. Готовая продукция осуществляя продвижение по технологической цепочке: сырье → нефтехимические полупродукты → нефтехимикаты → полимеры → изделия из полимеров, увеличивает первоначальную стоимость сырья в 8-15 раз.

Нефтегазохимическая отрасль в мире является достаточно перспективной отраслью, занимающей около 10% выручки таких мировых нефтегазовых компаний, как ExxonMobil, Shell, Chevron и др. Таким

образом, современное состояние нефтегазохимической промышленности ежегодно увеличивает темпы роста и опережает темпы роста мирового ВВП. Исторически совсем недавно в мире стало широко использоваться понятие промышленных кластеров, которые успешно и мощно развиваются и набирают свои обороты, как в развивающихся странах, так и в развитых. Ядром данных кластеров являются нефтегазодобывающие, нефтегазоперерабатывающие, нефтегазохимические предприятия, а также объекты сбыта продукции, являющейся результатом работы кластера.

Обзор мирового опыта следует начать с Европы, где кластерное развитие промышленности наиболее развито. Компания Oxford Research в 2008 году опубликовала результаты исследований –“A brief summary of cluster policies in 31 European countries”, которые были осуществлены в рамках проекта –“Europe Innova Cluster Mapping Project”. Исследованы были 31 европейская страна на предмет наличия кластерных программ и структуры их развития.

По результатам этих исследований было выявлено, что в 26 из 31 страны Европы осуществляются кластерные программы на региональном или национальном уровне.



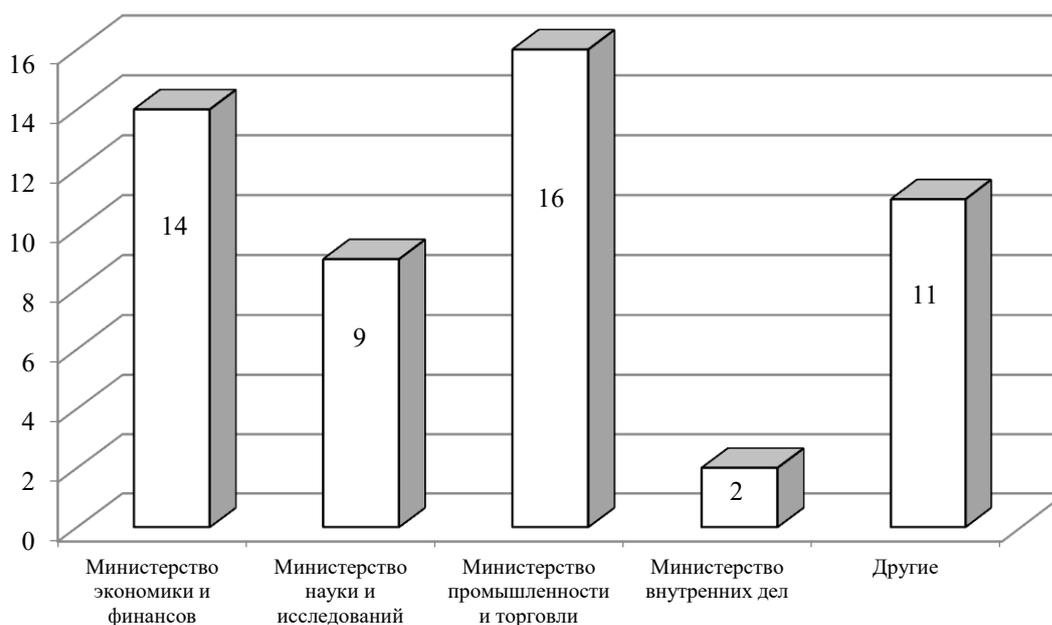
**Рис. 1. Количество стран, реализующих кластерную политику.**

Источник: Cluster Policy in Europe - *A brief summary of cluster policies in 31 European countries*. Oxford Research [Электронный ресурс]. URL: [www.clusterobservatory.eu](http://www.clusterobservatory.eu). (Дата обращения 25.01.14.).

По Европе кластерная политика, как понятие родилось лишь в 90-х годах прошлого столетия, и получила свое развитие не так давно, только лишь с 2000 года, при чем количество кластерных программ во временные периоды 1990-1994, 1995-1999, 2000-2004 и 2005 практически одинаково.

Также было отмечено, что кластерные программы организуются и реализуются специальными структурами, деятельность которых курируют различные министерства. По причине очевидного положительного влияния на развитие конкретной отрасли, в которой функционирует кластер и на социально-экономическое состояние страны в целом, государство принимает активное участие в создании и реализации различных государственных программ кластерного развития, программ

поощрительного налогообложения и других специальных мер.



**Рис.2.Количество стран, осуществляющих и регулирующих кластерную политику посредством министерств.**

Источник: Cluster Policy in Europe - *A brief summary of cluster policies in 31 European countries*. Oxford Research [Электронный ресурс]. URL: [www.clusterobservatory.eu](http://www.clusterobservatory.eu). (Дата обращения 25.01.14.).

В Финляндии, Германии, Италии - странах, являющихся лидерами по проведению кластерной политики, за ее формирование, реализацию и контроль отвечают по 3-4 министерства. Основным источником финансирования кластерных программ в Европе, по результатам проведенного исследования, является государственный бюджет.

Примерами развития успешных кластерных программ, как в области других отраслей, так и конкретно в реализации нефтегазовых кластерных программ являются такие страны, как Канада, Китай, Бразилия, Италия, Финляндия, Германия, США, Япония, Саудовская Аравия и др.

На сегодняшний день Россия, осознавая необходимость недопущения сырьевой зависимости, современные геополитические условия своего положения, признает необходимость создания программ кластерного развития.

Нефтехимические и газохимические кластеры начинают обретать популярность в России, так как данной стране в современных условиях нестабильных цен на энергоносители необходимо увеличивать новые современные масштабы производства с целью глубокой переработки углеводородного сырья для увеличения добавленной стоимости продукции. С целью развития газо- и нефтехимии в России было принято положение по плану развития данной подотрасли до 2030 года. В данном положении определены основные черты развития нефте- и газохимической

промышленность посредством развития именно нефтегазохимических кластеров, которые окажут помощь в решении задач по переработке сырья, развития производственной базы, а также эффективного сбыта продукции. В рамках плана определено 6 ключевых кластеров: Западно-Сибирский, Поволжский, Каспийский, Северо-Западный, Восточно-Сибирский, Дальневосточный.<sup>2</sup> Также создание нефтегазохимических кластеров позволит получить рост ВВП, что даст положительный эффект, как экономике страны, так и государству, а также увеличит налоговые поступления, не смотря даже на налоговые льготы и налоговые каникулы, которые предусмотрены в рамках проекта и создаст дополнительные рабочие места.

Таким образом, в мире существует большое количество примеров формирования кластеров и с целью осуществления эффективного планирования развития нефтегазохимических кластеров в Узбекистане, необходим анализ и сравнение существующего опыта, выявление недостатков, а также выделения для себя наиболее оптимальной структуры формирования, развития, а также реализации программы кластерного развития нефтяной и химической промышленности страны.

Недра Республики Узбекистана обладают большими запасами углеводородного сырья. Около 60% территории республики являются потенциальными на нефть и газ. В пяти нефтегазоносных регионах Узбекистана открыты 211 месторождений углеводородного сырья. Из них 108 – газовых и газоконденсатных, 103 – нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных. Более 50% месторождений находятся в разработке, 35% подготовлены к освоению, на остальных продолжаются разведочные работы.

По расчетам British Petroleum, в 2013 году в Узбекистане было добыто 55,2 миллиарда кубометров природного газа и 2,9 миллиона тонн нефти.

Так как экономика Республики Узбекистан является экспортно-ориентированной, выбор модели кластерного развития газо- и нефтехимии в Республике Узбекистан, позволит решить следующие задачи:

- уйти от сырьевой модели развития экономики к инновационной;
- привлечь финансовые и прямые иностранные инвестиционные ресурсы для технологической модернизации;
- осуществить технологическое обновление и инновационную разработку и внедрение собственных продуктов и нового оборудования;
- развить человеческие ресурсы с целью разработки и внедрения образовательных программ, результатами которых будет решение проблемы «утечки мозгов»: оттока молодых кадров за рубеж.

---

<sup>2</sup> План развития газо-и нефтехимии России за период до 2030 года (I этап). [Электронный ресурс]. URL: [www.neftehimia-journal.ru/8-2010/11-2-2?showall=&start=3](http://www.neftehimia-journal.ru/8-2010/11-2-2?showall=&start=3)

Преимущества внедрения проекта нефтегазохимического кластера в Республике Узбекистан очевидны, а также, рассмотрев основные показатели выпускаемой продукции ШГХК Шуртаннефтегаз становится ясно, что это является эффективным инструментом развития нефте- и газохимии государства, что позволит увеличить показатели ВВП и увеличить доходную часть государственного бюджета от экспорта продуктов переработки нефти и газа.

**Таблица 1.**

**Объем выпускаемой продукции на ШГХК Шуртаннефтегаз.**

| Наименование выпускаемой продукции   | Объем (год)                   |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| Товарный метан                       | До 3,5 млрд.м <sup>3</sup>    |
| Полиэтилен в гранулах                | Более 125 тыс.тонн            |
| Сжиженный газ                        | Более 100 тыс.тонн            |
| Газовый конденсат                    | Более 100 тыс.тонн            |
| Гранулированная сера                 | 1.5 тыс.тонн                  |
| Алюминиевая композитная панель (АКП) | Более 750 тыс. м <sup>2</sup> |

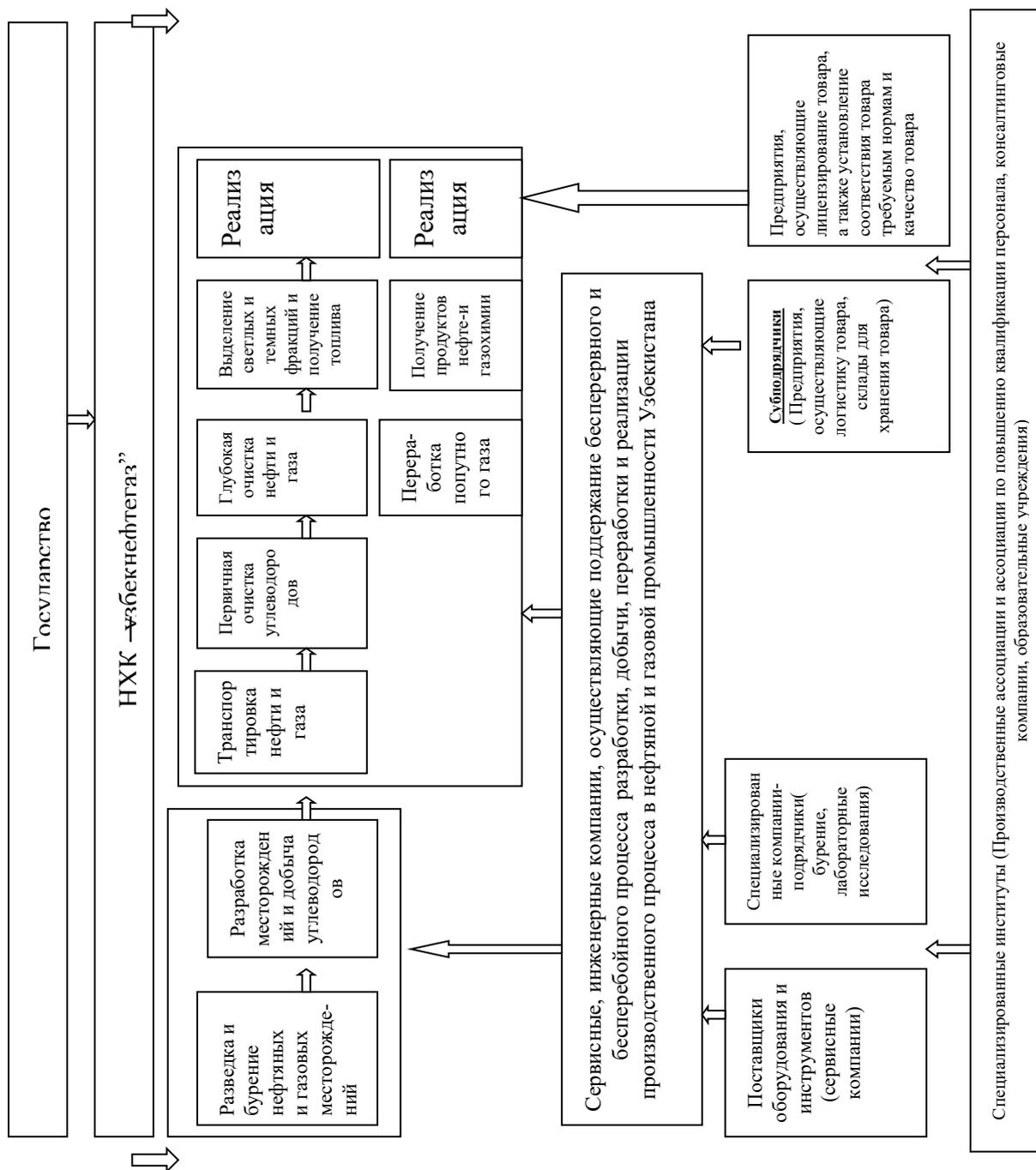
Источник: Отчёт о выработке продукции УДП «ШГХК» за 2011-2013 гг.

Из результатов анализа (Табл.1) видно, что ассортимент выпускаемой продукции и объем ее достаточно малы. Номенклатуру выпускаемой продукции не составляют ни бензол, ни олефины, ни альфа-олефины, ни смолы пиролиза. Это является еще одним доказательством малоэффективности перерабатываемого сырья. По всему миру основой производства базовых мономеров является именно кластерный способ. Создание нефтегазохимического кластера позволит решить данную проблему, увеличится номенклатура выпускаемой продукции, основная часть которой будет реализована на внешнем рынке.

Отдельная проблема- роль государства в формировании и регулировании деятельности нефтегазохимического кластера. Государство может фактически выступать в качестве органа, который будет управлять и направлять развитие кластера, в его компетенции создание спроса на продукцию и услуги, производимые в самом кластере. В его функции также будет входить:

- определение приоритетов для кластера;
- выступление в качестве активного инвестора и использование определенной части бюджета, как инструмента финансирования нефтегазохимического кластера;
- обеспечение налоговых льгот инфраструктурным проектам, обеспечивающим развитие кластеров.

Учитывая специфику организационной структуры Национальной Холдинговой Компании «Узбекнефтегаз» предлагается формирование нефтегазохимического кластера страны по следующей схеме (Рис.3).



**Рис.3. Организационная структура нефтегазохимического кластера Республики Узбекистан**

Источник: Составлено автором

Как видно из рисунка, с созданием данного кластера появляется возможность для деятельности в кластере не только компаний, входящих в организационную структуру НХК «Узбекнефтегаз», в химическую промышленность страны, но и для мелких и средних фирм, которые будут являться вспомогательным производством и обеспечивать бесперебойность организационного процесса.

Таким образом, в Узбекистане имеется большой потенциал по сырью, рынкам, а также производственной базе создания и развития нефтегазохимических кластеров, что при эффективном взаимодействии государства и вертикально интегрированных компаний в области нефтегазовой и химической промышленности позволит создать в государстве мощную кластерную структуру, которая позволит повысить эффективность экономики государства, а также создать большое количество рабочих мест, что приведет к повышению показателя занятости населения и повышению социального развития страны. Первой и основной задачей на данном этапе является необходимость формирования государственной программы и плана кластерного развития нефтегазохимической промышленности. Также основным стимулом создания нефтегазохимических кластеров, определенно, должен быть механизм господдержки, в который будут входить:

- предоставление субсидии бюджета субъектов Республики Узбекистан с целью реализации мероприятий, предусмотренных программой кластерного развития нефтегазохимической промышленности;

- привлечение различных государственных институтов к реализации программы развития кластера;

- стимулирование участия в системе кластера крупных компаний;

- обеспечение налоговых каникул и налоговых льгот, компаниям, которые будут принимать участие в деятельности нефтегазохимического кластера.

# УТОЧНЁННЫЙ МЕТОД ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГДИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ СМЕНОЙ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ (THE CORRECTED METHOD FOR INTERPRETATION OF WELL TESTS OF VERTICAL GAS WELLS)

Айрапетов А.Л.

(научный руководитель старший преподаватель Некрасов А.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

## 1. Постановка проблемы

Следует различать две взаимосвязанные группы проблем, относящихся к исследованиям на стационарных режимах: первые вызваны неизбежным изменением во времени параметров, входящих в коэффициенты фильтрационного сопротивления, в рамках одного режима (т.е. псевдостационарность притока), вторые – изменение этих параметров от одного режима к другому. Предметом рассмотрения данной статьи являются проблемы второй группы.

Речь пойдёт об уточнённом методе для определения эффективной проницаемости пласта по газу и макрошероховатости пласта по результатам газогидродинамических исследований вертикальных газовых скважин методом последовательной смены установившихся отборов. Значения эффективной проницаемости в дальнейшем можно использовать, чтобы установить или уточнить значения абсолютной или относительной проницаемости, которые являются важнейшими параметрами, вводимыми в геолого-гидродинамическую модель залежи. Напомним, что определяемая проницаемость является проницаемостью в горизонтальном направлении.

Уравнение установившегося притока газа к забою вертикальной скважины рассматривается в традиционном виде:

$$P_K^2 - P_{zi}^2 = aQ_i + bQ_i^2 + c \quad (1)$$

$$a = \frac{1}{86,4 \cdot 10^9} \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h_{пл} T_{ст}} \left( \ln \frac{R_K}{R_c} + C_1 + C_2 \right) \quad (2)$$

$$b = 6,8 \cdot 10^{-6} \frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h_{пл}^2 T_{ст}} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_K} + C_3 + C_4 \right) \quad (3)$$

где

$P_K$  – давление на контуре питания скважины, МПа;

$P_z$  – давление на забое скважины, МПа;

$Q$  – объёмный дебит скважины в стандартных условиях, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$a$  – линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>/ (тыс. м<sup>3</sup>/сут);

$b$  – нелинейный коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>/ (тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>;

$c$  – поправка на ошибку в измерении забойного давления, в идеальном случае равная нулю, МПа<sup>2</sup>;

$\mu$  – вязкость газа, МПа\*с;

$Z$  – коэффициент сжимаемости газа, доли единицы;

$P_{am}$  – атмосферное давление, МПа;

$T_{пл}$  – пластовая температура, К;

$k$  – эффективная проницаемость околоскважинной зоны по газу в горизонтальном направлении, м<sup>2</sup>;

$h_{пл}$  – толщина пласта, вскрытого скважиной, м;

$T_{ст}$  – температура в стандартных условиях, К;

$R_k$  – радиус контура питания скважины, м;

$R_c$  – радиус скважины, принимаемый равным внешнему радиусу эксплуатационной колонны, м;

$\rho_{ст}$  – плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$l$  – макрошероховатость пласта, мкм;

$i$  – индекс режима;

$C_1$  – безразмерный коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия, входящий в коэффициент  $a$ :

$$C_1 = \frac{1}{h_{вс}/h_{пл}} \ln \left( h_{вс}/h_{пл} \right) + \frac{1-h_{вс}/h_{пл}}{h_{вс}/h_{пл}} \ln \left( \frac{1,6 \left[ 1 - (h_{вс}/h_{пл})^2 \right] h_{пл}}{R_c} \right) \quad (4)$$

$C_2$  – безразмерный коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия, входящий в коэффициент  $a$ :

$$C_2 = \frac{h_{пл}}{nR_o} \quad (5)$$

$C_3$  – безразмерный коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия, входящий в коэффициент  $b$ :

$$C_3 = \frac{h_{пл}}{h_{вс}} \quad (6)$$

$C_4$  – коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия, входящий в коэффициент  $b$ , м<sup>-1</sup>:

$$C_4 = \frac{h_{пл}^2}{3n^2R_o^3} \quad (7)$$

$h_{ec}$  – толщина участка пласта, вскрытого скважиной, м;

$n$  – число перфорационных отверстий;

$R_o$  – радиус перфорационных отверстий.

Установить значение проницаемости и макрошероховатости можно, решив относительно них соответственно уравнения (2) и (3), если известны все прочие величины. Радиус скважины, степень вскрытия и продуктивная толщина пласта известны по результатам бурения и ГИС, плотность и сжимаемость газа могут быть установлены аналитически для заданного состава газа, пластовая температура замеряется, величина коэффициентов  $a$  и  $b$  определяются при обработке результатов ГДИ. Сложнее узнать радиус контура питания скважины, зависящий от проницаемости околоскважинной зоны, которая изначально не определена. Обычно при обработке он принимается равным 500 м. Эта полупроизвольная цифра, по всей видимости, объясняется тем, что среднестатистическое расстояние между эксплуатационными газовыми скважинами считается равным 1 км.

Но нет никакой необходимости принимать необоснованное значение данного параметра. Дополним систему (1)-(7) следующими двумя уравнениями:

$$= 10^9 \frac{P_k k}{m \mu} \quad (8)$$

$$R_k = \sqrt{2,25 \alpha t_{стаб}} \quad (9)$$

где

– пьезопроводность околоскважинной зоны,  $m^2/c$ ;

$m$  – пористость околоскважинной зоны, доли единицы;

$t_{стаб}$  – время стабилизации притока газа к скважине, с.

Поскольку пластовое давление и пористость коллектора могут быть определены экспериментально, а время стабилизации притока является величиной, в обязательном порядке заносимой в протокол испытаний, мы получили систему, в которой число неизвестных равно числу уравнений.

Однако, как видно, новая трудность состоит в том, что решить эту систему напрямую, методом подстановки, не представляется возможным. Для решения потребуется метод последовательных приближений.

Кроме того - и это намного важнее - как показывает опыт, время стабилизации притока, вносимое в протокол испытаний, зачастую меняется от режима к режиму. В случае разведочных скважин, когда естественные непроницаемые границы пласта удалены от скважины на существенное расстояние, это объясняется тем, что чем выше забойное давление данного режима, тем раньше манометр перестаёт быть чувствительным к его изменению. В результате на режимах с малой депрессией (а возможно, и на всех режимах) скважина закрывается на

восстановление раньше, чем контур питания успевает достигнуть непроницаемых границ (т.е. данные снимаются для «почти стационарного», псевдостационарного притока). В случае же эксплуатационных скважин это обусловлено подвижностью искусственных непроницаемых границ, создаваемых соседними работающими скважинами, иными словами, тем, что равновесие между депрессионными воронками каждый раз устанавливается на различных расстояниях от исследуемой скважины.

Таким образом, в обоих случаях радиус контура питания меняется от режима к режиму, а значит, согласно уравнениям (2) и (3), меняются и коэффициенты фильтрационного сопротивления. В уравнениях (1)-(3) к коэффициентам фильтрационного сопротивления и радиусу контура питания должен быть добавлен индекс режима:

$$P_k^2 - P_{zi}^2 = a_i Q_i + b_i Q_i^2 + c \quad (10)$$

$$a_i = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h_{пл} T_{ст}} \left( \ln \frac{R_{ki}}{R_c} + C_1 + C_2 \right) \quad (11)$$

$$b_i = \frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h_{пл}^2 T_{ст}} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{ki}} + C_3 + C_4 \right) \quad (12)$$

Следовательно, классическая методика интерпретации результатов ГДИ, при которой коэффициенты фильтрационного сопротивления рассматриваются как константы, требует модификации.

## 2. Предлагаемое решение

Предлагаемое решение задачи аналогично тому, при котором в обработке результатов ГДИ учитывается зависимость сжимаемости и вязкости газа от давления. Так же, как и в случае с радиусом зоны влияния скважины, данные величины непостоянны от режима к режиму, поэтому в тех случаях, когда это имеет практический смысл (т.е. при широком диапазоне депрессий на пласт, устанавливавшихся в процессе исследования), линейную зависимость задают в координатах  $(P_k^2 - P_{zi}^2 - c) / Q_i \mu_i(P) Z_i(P) - Q_i$ . В ней свободный член  $a^*$  и угловой коэффициент  $b^*$ , не зависят от  $\mu$  и  $Z$ . Мы, в свою очередь, предлагаем приводить обе части уравнения (10) к радиусу контура питания. Учёт изменений вязкости и сжимаемости при этом по-прежнему возможен в точности тем же способом, который упомянут выше, но не будет рассматриваться с целью упрощения объяснений.

Введём следующие обозначения:

$$a'' = \frac{\mu Z P_{ат} T_{пл}}{\pi k h_{пл} T_{ст}} = \frac{a_i}{\left(\ln \frac{R_{ki}}{R_c} + C_1 + C_2\right)} \quad (13)$$

$$b'' = \frac{\rho_{ст} Z P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 l h_{пл}^2 T_{ст}} = \frac{b_i}{\left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{ki}} + C_3 + C_4\right)} \quad (14)$$

Тогда, если в уравнении (10) перенести член  $c$  в левую часть и затем разделить обе части на произведение знаменателя второй дроби в равенствах (13) и дебита  $Q_i$ , получим:

$$\frac{P_k^2 - P_{3i}^2 - c}{Q_i \left(\ln \frac{R_{ki}}{R_c} + C_1 + C_2\right)} = a'' + \frac{b_i}{\left(\ln \frac{R_{ki}}{R_c} + C_1 + C_2\right)} Q_i \quad (15)$$

Если же проделать то же самое, только используя равенства (14), получим:

$$\frac{P_k^2 - P_{3i}^2 - c}{Q_i \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{ki}} + C_3 + C_4\right)} = \frac{a_i}{\left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_{ki}} + C_3 + C_4\right)} + b'' Q_i \quad (16)$$

Последние два уравнения можно рассматривать как линейные зависимости, в первой из которых  $a''$  играет роль свободного члена, а во второй  $b''$  – роль углового коэффициента.

Теперь с помощью уравнения (15) требуется путём регрессионного анализа (или графически) установить значение  $a''$  для заданных значений радиуса контура питания  $R_{ki}$ , которые в первом приближении можно принять равными 500 м. Затем для каждого режима выразить проницаемость  $k$  исходя из первого равенства в системе (13) и найти её значение, после чего подставить его в формулу пьезопроводности (8). Зная пьезопроводность, найти новый набор радиусов  $R_{ki}$  для всех режимов по формуле (9), заново использовать его для нахождения  $a''$  и т.д. Повторять цикл до тех пор, пока итерации не сойдутся, т.е. пока следующее значение радиуса на каждом режиме не будет отличаться от предыдущего на заданную величину (например, на 1 мм).

Далее, после того как значения  $R_{ki}$  для каждого режима определены, можно с помощью уравнения (16) также путём регрессионного анализа либо графически установить значение  $b''$ , а затем и значение макрошероховатости  $l$  по первому уравнению в системе (14).

### 3. Практическая реализация метода в программе Microsoft Excel

В этом разделе изложен алгоритм построения электронной таблицы, автоматизирующей вычисления, самой громоздкой частью которых, конечно, являются последовательные приближения.

#### Шаг 1. Определение поправки $c$ и исключение лишних точек

Сформируем столбец  $(P_k^2 - P_{zi}^2)$ , построим индикаторную кривую, отбросим ошибочные, выбивающиеся из тренда, точки (удалив строки относящихся к ним данных) и выведем на график уравнение линии тренда. Свободный член в правой части является поправкой  $c$ .

Создадим для неё отдельный столбец, в каждую ячейку которого введём одно и то же значение из уравнения линии тренда (как и контурное давление, это константа, и для неё хватило бы одной ячейки, но создание столбца позволяет впоследствии не думать об абсолютизации ссылок).

Чтобы данные всегда помещались в шаблон, создадим 10 строк – по одной на каждый режим (на пустые строки в диапазонах данных используемые функции не реагируют).

#### Шаг 2. Определение коэффициентов несовершенства скважины $C_1, C_2, C_3, C_4$

Для расчета  $C_1, C_3$  понадобятся столбцы  $h_{пл}, h_{вс}, R_c$ , для расчета  $C_2, C_4 - R_{перф\ отв}, n_{перф\ отв}$ . После их создания сформируем столбцы для самих коэффициентов, в которые введём формулы (4)-(7).

Коэффициенты несовершенства  $C_2$  и  $C_4$  могут быть приняты равными нулю, если число отверстий, созданных пулевыми перфораторами, превышает 10, а кумулятивными – больше или равно 5.

#### Шаг 3. Создание линейных зависимостей для нахождения $a'', b''$

Затем создадим столбец  $R_{ki}$ , в каждую ячейку которого пока введём расстояние 500 м (эти ячейки нельзя оставить пустыми, т.к. в расчётной формуле радиус стоит в знаменателе дроби, а итеративные вычисления Excel начинает с нулевого значения, если не введено какое-либо иное).

Теперь всё готово для создания обеих линейных зависимостей. В первую строку столбца  $a''$  введём функцию ОТРЕЗОК, причём в качестве параметра «известные значения  $y$ » будем использовать предварительно созданный столбец левых частей уравнения (15), в качестве «известных значений  $x$ » - столбец дебитов. Далее выделим весь столбец, начиная с первой ячейки, нажмём клавишу  $F2$ , а затем комбинацию  $Ctrl+Shift+Enter$ . В результате все ячейки столбца окажутся заполнены одной и той же

функцией. Отныне при вводе данных в этих ячейках будет отображаться свободный член уравнения (15), и, самое главное, их значения будут автоматически обновляться в процессе итерационного вычисления.

Ячейки столбца  $b''$ , в свою очередь, заполним функцией НАКЛОН, «известными значениями  $y$ » для которой будет столбец левых частей уравнения (16), «известными значениями  $x$ » - дебиты.

В редких случаях некоторые точки выбиваются из линейных зависимостей, даже если на стадии построения индикаторной кривой был произведён «отсев». Для выявления и решения этой проблемы следует построить графики.

#### Шаг 4. Создание циклической ссылки и получение результатов

Достроим столбцы, необходимые для получения значения проницаемости и макрошероховатости –  $T_{пл}$ ,  $T_{пл пр}$ ,  $P_{пл пр}$ ,  $Z$ ,  $\mu$  – и столбцы с самими этими величинами по уравнениям (13), (14).

Осталось лишь в столбце радиуса контура питания заменить константы на функции согласно уравнению (9). Получим циклическую ссылку, по которой будут итеративно просчитаны значения  $R_{ki}$  для каждого режима и найдена проницаемость и пьезопроводность пласта.

#### 4. Результаты тестирования метода

Рассматриваемый метод был применён для обработки результатов исследований 20 скважин. Скважины были разбиты в зависимости от проницаемости околоскважинной зоны на три группы – до 400 мД (7 скважин), от 401 до 1000 мД (6 скважин), и более 1000 мД (7 скважин).

В первой группе среднее относительное расхождение между проницаемостями, полученными классической и предлагаемой обработкой, составило 10,27%. Во второй – 4,01%. В третьей – 2,05%.

Установлено, что классическая обработка всегда даёт завышенные результаты.

Данные представлены в таблицах 1-3 и на диаграммах 1-3.

Таблица 1. Значения проницаемости, полученные при обработке результатов ГДИ по скважинам первой группы

| № скв                 | 1     | 2    | 3    | 4    | 5     | 6     | 7     |
|-----------------------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|
| $k (R_{ki}), мД$      | 141   | 155  | 113  | 111  | 167   | 244   | 288   |
| $k (R_k = 500 м), мД$ | 156   | 161  | 121  | 119  | 199   | 276   | 319   |
| $\delta, \%$          | 10,66 | 3,91 | 7,16 | 7,21 | 19,00 | 13,17 | 10,76 |

Диаграмма 1. Значения проницаемости, полученные при обработке результатов ГДИ по скважинам первой группы

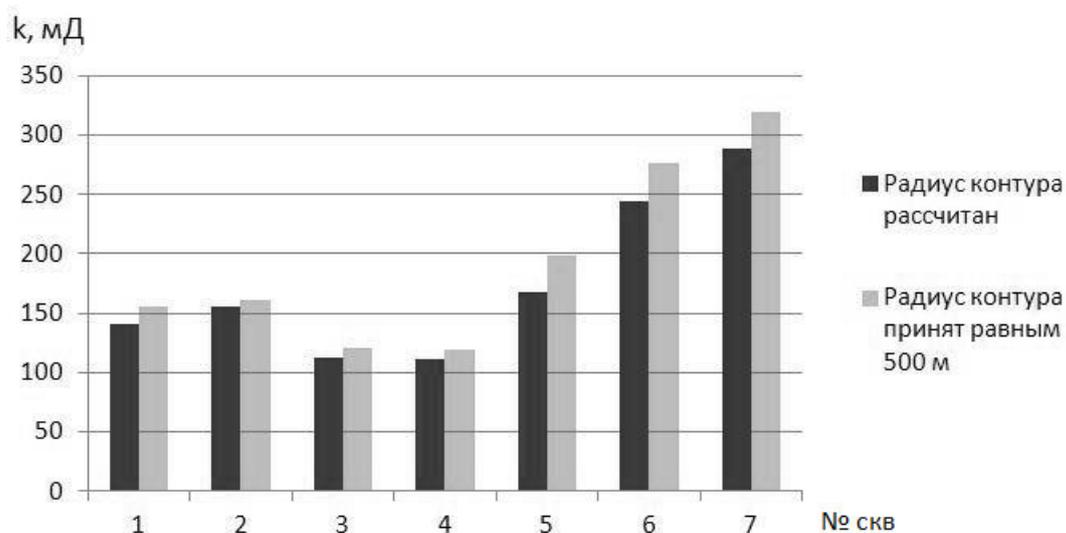


Таблица 2. Значения проницаемости, полученные при обработке результатов ГДИ по скважинам второй группы

| № скв                                | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| $k (R_{ki}), \text{мД}$              | 626  | 602  | 502  | 489  | 427  | 608  |
| $k (R_k = 500 \text{ м}), \text{мД}$ | 651  | 623  | 515  | 510  | 453  | 630  |
| $\delta, \%$                         | 3,88 | 3,39 | 2,72 | 4,40 | 6,09 | 3,62 |

Диаграмма 2. Значения проницаемости, полученные при обработке результатов ГДИ по скважинам второй группы

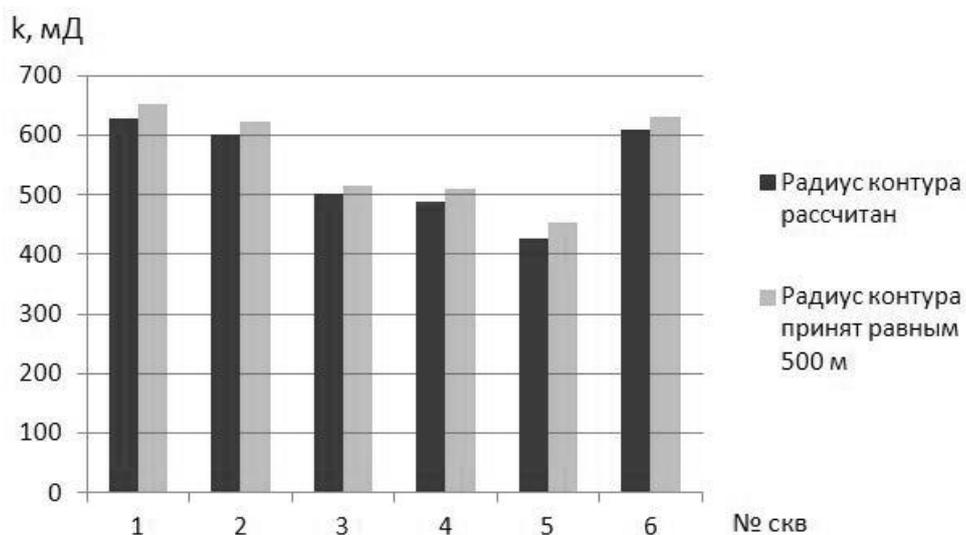
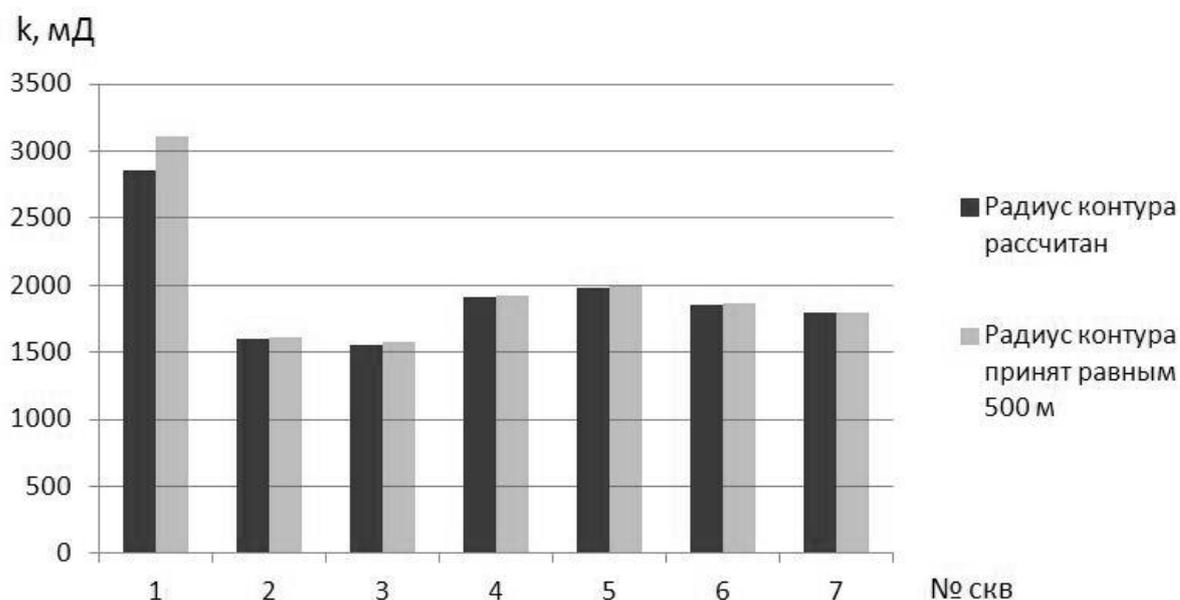


Таблица 3. Значения проницаемости, полученные при обработке результатов ГДИ по скважинам третьей группы

| № скв                                | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| $k (R_{ki}), \text{мД}$              | 2850 | 1600 | 1552 | 1916 | 1980 | 1851 | 1791 |
| $k (R_k = 500 \text{ м}), \text{мД}$ | 3107 | 1609 | 1581 | 1924 | 2002 | 1868 | 1799 |
| $\delta, \%$                         | 9,02 | 0,57 | 1,89 | 0,43 | 1,11 | 0,91 | 0,45 |

Диаграмма 3. Значения проницаемости, полученные при обработке результатов ГДИ по скважинам третьей группы



### Литература

1. Алиев З.С. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин / З.С. Алиев, Л.В. Самуйлова – М.: МАКС Пресс, 2011 – 340 с.
2. Алиев З.С. Состояние изученности и необходимость разработки новых методов и технологий по исследованию вертикальных и горизонтальных газовых скважин, - М., РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 – 11 с.
3. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов; под общ. Ред. Е.Н. Ивакина. – М.: Наука, 1995 – 532 с.
4. Нурмакин А.В. Оптимизация газодинамических исследований на газовых месторождениях / А.В. Нурмакин, А.Н. Лапердин, С.Г. Кочетов, А.С. Епрынецев – «Геология, география и глобальная энергия», №41 – 2011 – 4 с.

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЗОЗОЙСКИХ  
ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО  
РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА  
(GEOCHEMICAL RESEARCHES OF THE MESOZOIC DEPOSITS OF  
THE EASTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL  
TROUGH)**

Басалаева А.Ш.

(научный руководитель - к.г.-м.н. Ким Н.С.)  
Новосибирский государственный университет

Енисей-Хатангский региональный прогиб находится на северо-западе Сибирской платформы и простирается на восток–северо-восток между Таймырской складчатой системой и Сибирской платформой. Мезозойские породы, заполняющие Енисей-Хатангский региональный прогиб, сложены циклически построенными толщами и рассматриваются как продолжение осадочного выполнения Западно–Сибирской геосинеклизы. Перспективными в изучаемом районе считаются юрско-меловые отложения, территория района была выделена в Енисей-Хатангскую НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В 40-е годы XX века началось изучение нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба такими исследователями, как Н.А. Гедройц, Т.М. Емельянцеv, Н.Н. Ростовцев, В.Н. Сакс, З.З. Ронкина. Территория прогиба была оценена ими как перспективная. С того времени открыто большое количество газовых и нефтяных месторождений в западной части Енисей-Хатангского прогиба, в том числе гигантские запасы углеводородов обнаружены на месторождениях Ванкорской группы. Первые геологоразведочные работы в восточной части прогиба были проведены в 60-70х гг. прошлого столетия геологами и геофизиками Н.Ф. Берсенеvым, Е.Г. Бро, В.Г. Генераловым, Г.А. Дмитриевой, А.И. Кравцовым и другими. В последующие годы геологические работы в этом регионе носили несистемный, фрагментарный характер. На сегодняшний день в восточной части Енисей-Хатангского прогиба не выявлены промышленные залежи жидких углеводородов.

В последние годы интерес к рассматриваемой территории появился в связи с изучением перспективности нефтегазоносности шельфа и арктических зон России. После многолетнего перерыва в исследованиях возникла необходимость в переоценке перспектив нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и пересмотра ранее полученных геологических данных. Геохимические исследования, являющиеся неотъемлемой частью комплекса методов, применяемых при нефтегазопроисковых работах, позволяют выделить в разрезе изучаемой территории осадочные толщи, в которых были благоприятные условия для

накопление органического вещества, и оценить перспективность нефтегазоносности региона.

Геохимические исследования на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба проводились с середины 60-х годов и включали изучение концентрации и распределения в породах органического вещества и битумоидов, вещественного состава и катагенетической преобразованности ОВ; изучался состав нефтей и газов.

В настоящей работе отбор кернового материала и стратиграфические разбивки выполнены сотрудниками ИНГГ СО РАН. Для исследования образцов пород использовался комплекс методов, принятый в ИНГГ СО РАН. Было определено содержание органического углерода в породах, экстракция из пород хлороформенного битумоида, пиролиз пород методом «Рок-Эвал».

**Определение содержания органического углерода в породах** проводилось на примере коллекции, состоящей из 106 образцов аргиллитов и алевролитов, Н.В. Аксеновой на экспресс-анализаторе АН-7529. Среднее значение содержания органического углерода ( $C_{орг}$ ) в изученных мезозойских породах составляет 1,4 % при разбросе значений от 0,6 до 5,2 % на породу. Высокоуглеродистые породы ( $C_{орг} > 2,0$  % на породу) встречаются в 19 % (20 проб) от общего числа образцов. Доля низкоуглеродистых пород ( $C_{орг} < 0,9$  % на породу) составляет 25 % (27 проб) (рис. 1).

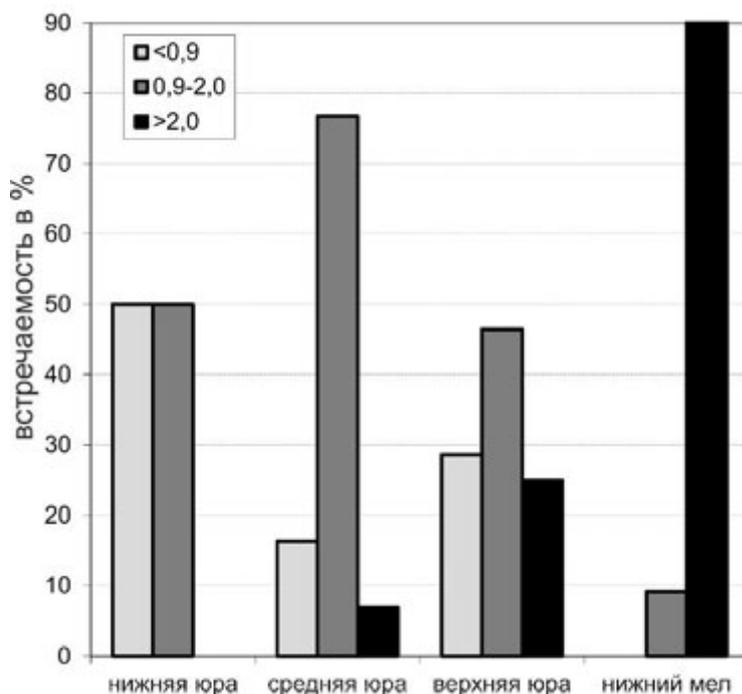


Рис. 1. Гистограмма распределения содержания органического углерода в исследуемых породах разного возраста.

**Определение содержания битумоидов в породах.** Для выделения битумоидной составляющей пород была проведена холодная экстракция дробленной до размерности 0,25 мм породы хлороформом с применением центрифуги. После многократных экстракций по достижении максимального удаления из породы битумоида, который определяется под люминесцентной лампой, экстракции объединяются, битумоид освобождается от элементарной серы.

На основе распределения концентраций хлороформенных битумоидов в породах ( $V_{\text{хл}}$ ) среди изученных образцов мезозойских пород восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба были выделены аллохтонные битумоиды. На рисунке 2 показана прямая зависимость концентраций хлороформенного битумоида от содержания органического углерода. От общего тренда обособились образцы, по-видимому, имеющие аллохтонный характер. Ранее было показано, что для автохтонного органического вещества (ОВ) величина  $V_{\text{хл}}$  тем больше, чем больше значение  $C_{\text{орг}}$  [Успенский и др., 1966; Конторович, 1976]. Соответственно, образцы, в которых значение  $V_{\text{хл}}$  выше, чем должно было быть при данных значениях  $C_{\text{орг}}$ , предположительно могут содержать примесь аллохтонного ОВ. В скважине Логатская-361 по данным битуминологического анализа выявлено четыре образца, содержащих аллохтонные битумоиды. Значения  $V_{\text{хл}}$  для этих образцов повышены и изменяются от 0,11 до 0,13 % на породу ( $C_{\text{орг}}=1,58-1,93$  % на породу) при фоновых значениях выходов автохтонных битумоидов равных  $V_{\text{хл}}=0,01-0,05$  % на породу (0,02 среднее для 13 образцов). В скважине Кубалахская-1 повышенные значения  $V_{\text{хл}}$ , равные 0,1 - 0,4 % на породу при  $C_{\text{орг}}=0,56-4,10$  % на породу, выявлены в 6 пробах. Фоновые значения в остальных 18 образцах изменяются от 0,03 до 0,07 % на породу. Среднее значение содержания автохтонных битумоидов по скв. Кубалахская-1 выше, чем по скв. Логатская-361.

Зависимость между битумоидным коэффициентом ( $\beta$ ) и  $C_{\text{орг}}$ , названная закономерностью Успенского-Вассоевича, показана на рисунке 3. Она основывается на том, что с увеличением дисперсности ОВ доля битумоидов в нем растет за счет остаточного накопления битуминозных компонентов в ходе диагенетического разрушения органического вещества, а также вследствие миграционных процессов из смежных осадков, более обогащенных органическим веществом [Успенский и др., 1975; Серебренникова, 2008]. В скв. Кубалахская-1 образцы из нижнехетской свиты с глубин 1986,0 м, 1992,5 м, 1997,9 м, из шараповской свиты с глубин 3595,6 м и 3588,6 м и из вымской свиты – 3213,0 м попадают в область аллохтонных битумоидов ( $\beta$  от 6,1 до 15,3 % на ОВ). В скв. Логатская-361 аллохтонными битумоидами являются образцы с глубины 1715,2 м в сухудудинской свите, с 2032,3 м в гольчихинской свите и образцы с глубин 3113,5 м и 3129,6 м в надояхской

свите. Для них значение битумоидного коэффициента изменяется от 4,9 до 6,0 % на ОВ. В этих же образцах отмечены битуминологическим анализом повышенные выхода битумоидов. На рисунке 4 показано изменение  $\beta$  с глубиной, что соответствует увеличению зрелости органического вещества [Конторович, 1976]. Для скв. Кубалахская-1 и скв. Логатская-361 фиксируется возрастание битумоидного коэффициента с глубиной отбора образцов, однако, на обоих графиках выделяется группа образцов, не подчиняющаяся общей зависимости, которая совпадает с аллохтонными битумоидами, выделенными по диаграмме Успенского-Вассоевича.

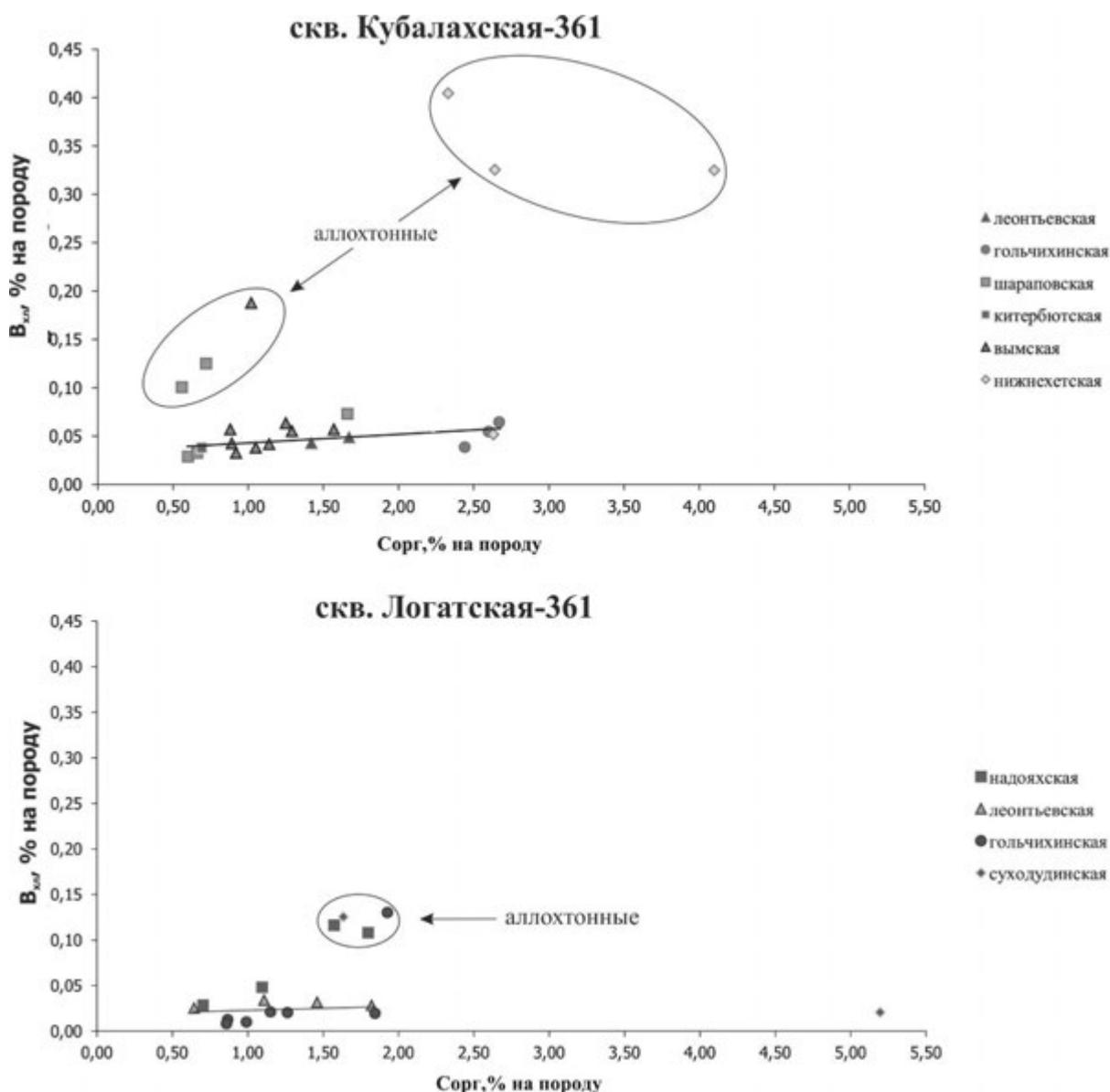


Рис. 2. Диаграммы зависимости значений выхода хлороформенного битумоида от содержания органического углерода.

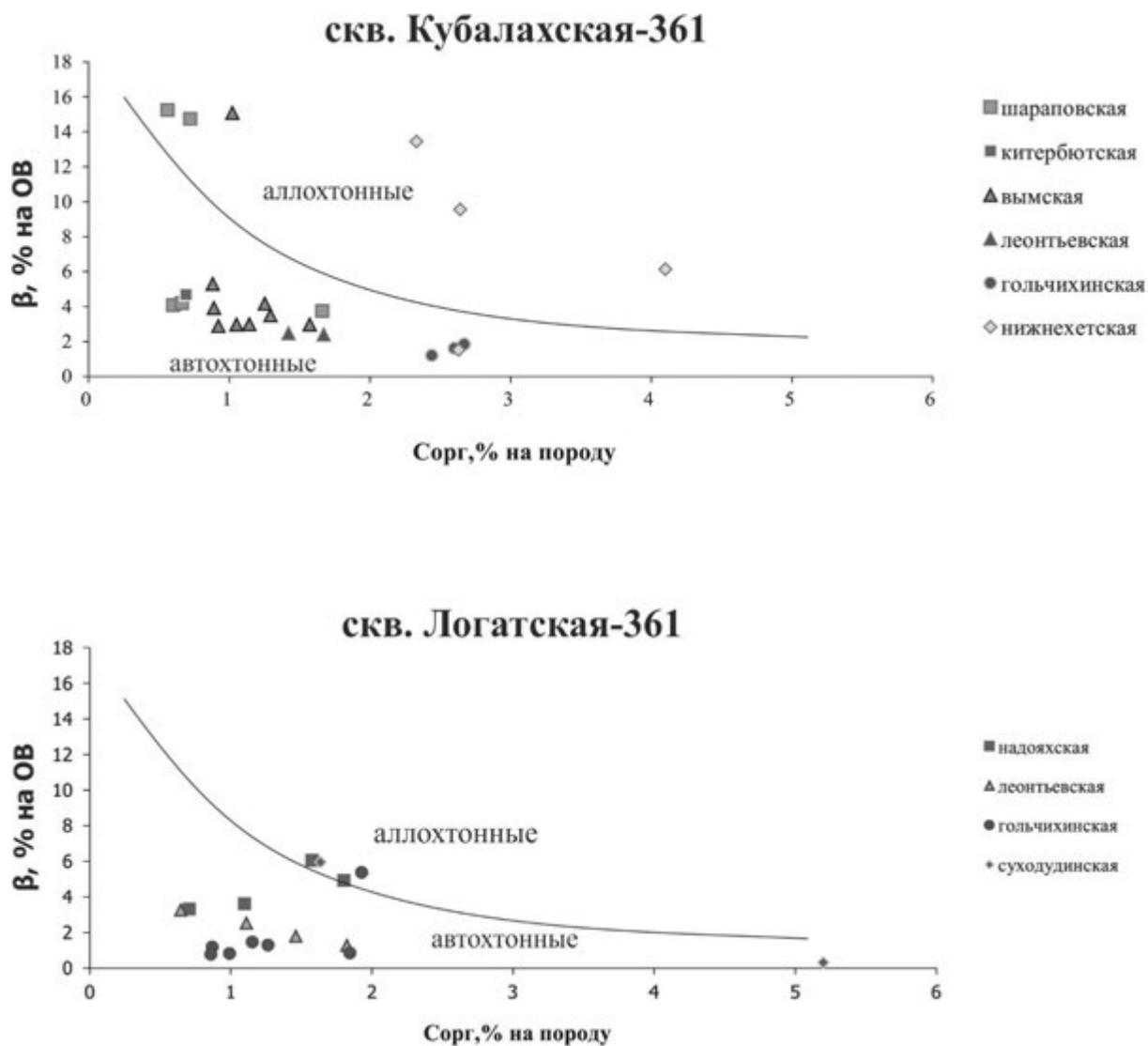


Рис. 3. Зависимость Успенского-Вассоевича для скважин Логатская-361 и Кубалахская-1.

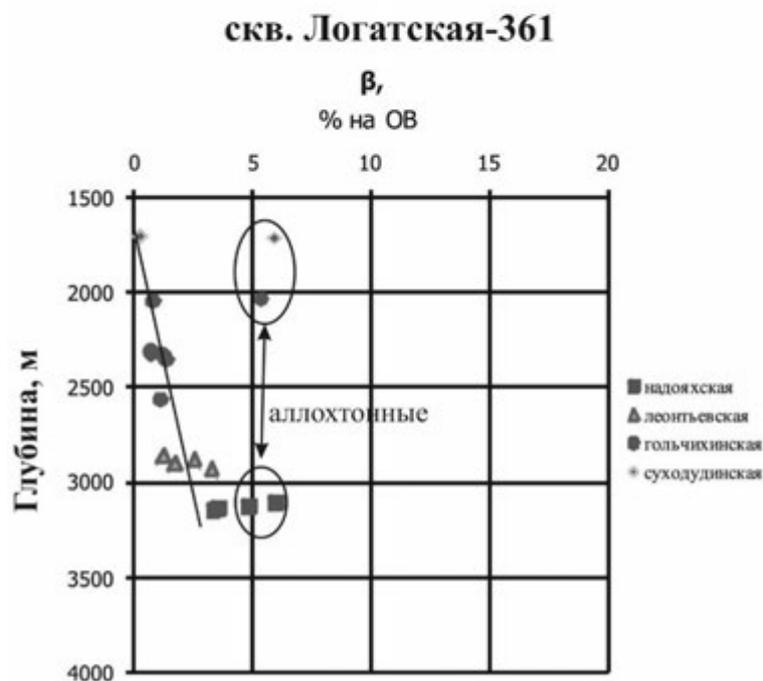


Рис. 4. Изменение битумоидного коэффициента с глубиной.

Для определения наличия аллохтонных битумоидов в изучаемых породах также использовались данные **пиролиза**, полученные на приборе Source Rock Analyzer (SR Analyzer, Humble Instruments). Образец дробленной породы, помещенный в прибор, нагревается до 550 °С в постоянном токе инертного газа. На выходе из реактора газ поступает на

пламенно-ионизационный детектор, где регистрируется количество выделившихся при нагреве углеводородов.

Значение водородного индекса (НИ) показывает атомное отношение Н/С, которое характеризует зрелость органического вещества. По мере созревания значение водородного индекса уменьшается [Методические рекомендации..., 1991]. Высокие значения НИ ( $> 100-150$  мг УВ/ г  $C_{орг}$ ) и, напротив, заниженные значения температуры максимального выхода углеводородов при крекинге керогена ( $T_{max}=429-433$  °С) показали образцы из скв. Кубалахская-1 из вымской, нижнехетской свит, и из скв. Логатская-361 из надояхской, суходудинской, гольчихинской свиты, что подтверждает аллохтонное происхождение битумоидов данных образцов, отмеченное в предыдущих исследованиях. Также наряду с вышеперечисленными образцами пирогаммы двух образцов шараповской свиты из скв. Кубалахская-1 (глубина 3588 и 3596 м), битумоид из которых отнесен к аллохтонным компонентам, характеризуются двумя высокотемпературными пиками  $S_2'$  и  $S_2$ , что обусловлено вкладом смолистых компонентов аллохтонных битумоидов (рис. 5) [Вассоевич, 1984]. Пониженные значения  $T_{max}$  и повышенные значения пика  $S_1$  являются наиболее достоверным критерием («эффект Эспиталье») присутствия эпигенетичных жидких углеводородов (УВ) [Лопатин, 1988].

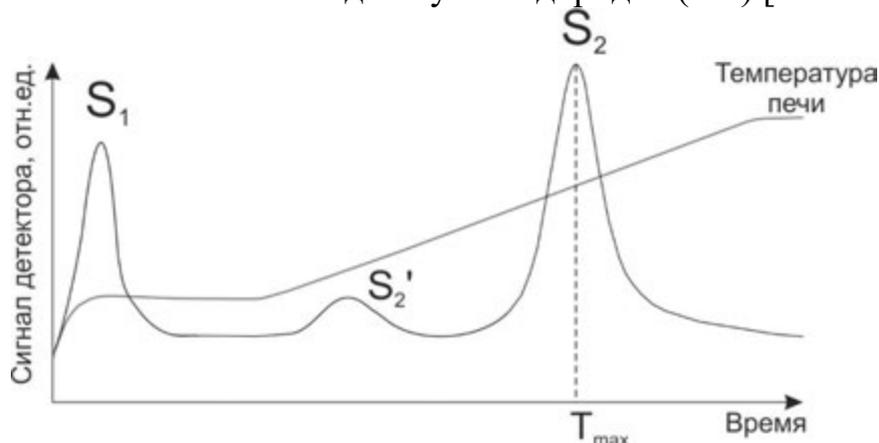


Рис. 5. Пирогамма образцов породы, показывающая вклад смолистых компонентов битумоида.

Для остальных образцов, содержащих автохтонное вещество, значения  $T_{max}$  варьируют в пределах 440-445 °С, что указывает на зрелость ОВ пород, соответствующую главной зоне нефтеобразования. Значения водородного индекса в среднем составляют 142 мг УВ/ г  $C_{орг}$  при разбросе от 116 до 171 мг УВ/ г  $C_{орг}$ . Значения НИ превышающие 150 мг УВ/ г  $C_{орг}$  в образцах вымской и шараповской свитах, определенные в скв. Кубалахская-1, при значениях  $C_{орг}$  от 0,8 до 3,0 % на породу, свидетельствуют о присутствии аквагенного ОВ. Таким образом эти породы могли генерировать незначительное количество жидких углеводородов.

Для образца породы из китербютской свиты значения водородного индекса 153 мг УВ/ г С<sub>орг</sub>, что указывает на примесь аквагенного ОВ в террагенных отложениях свиты.

Таким образом, выделение аллохтонных компонентов в составе ОВ пород по распределению концентраций хлороформенных битумоидов в породах подтверждается данными пиролиза и первичным описанием керна из дел скважины Кубалахская-1, где отмечается, что в нижнехетской свите «свежий керн имеет запах бензина» [Обработка и обобщение материалов..., 1989Ф].

**Выводы.** Современными геохимическими методами детально исследован керн из скважин Логатская-361 и Кубалахская-1, благодаря которым в разрезе изученных скважин выявлены вторичные битумоиды в шараповской, надояхской, вымской, гольчихинской нижнехетской и суходудинской свитах. Присутствие вторичных битумоидов указывает на происшедшие в мезозойских отложениях процессы генерации и миграции углеводородов, что повышает оценку перспективности в нефтегазоносности этой территории.

### Литература

1. Вассоевич Н.Б. и др. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
2. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: «Недра», 1976. – 250 с.
3. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Геохимический каротаж скважин методом пиролиза и проблема выделения продуктивных горизонтов // Геохимия. – 1988. - №12. – С. 1751-1762.
4. Меленевский В.Н. Методологические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. – Новосибирск. – 1985. – 30 с.
5. Серебренникова О.В. Геохимические исследования рассеянного органического вещества пород и нефтей: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» / О.В. Серебренникова, М.А. Гладких. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 82 с.
6. Успенский В.А., Родионова К.Ф., Горская А.И., Шишкова А.П. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций). – Л.: «Недра», 1966. – 316 с.
7. Успенский В.А., Радченко О.А., Горская А.И., Шишкова А.П. Методы битумонологических исследований. Задачи исследований в пути их разработки. - Л.: «Недра», 1975. - 319 с.

**К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ  
ИЗУЧЕНИИ И ОСВОЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ РОССИИ  
(ON ASSESSMENT OF THE GEOLOGICAL HAZARDS IN STUDYING  
AND DEVELOPMENT HYDROCARBON OF RUSSIA'S SHALE  
DEPOSITS)**

Баскакова А.А.

(научный руководитель - заместитель генерального директора по научной  
работе в области ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Катаев О.И.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Современные тенденции и появившиеся технологии освоения сланцевых формаций стимулируют углубленное их изучение. Поиск месторождений в битуминозных глинистых, глинисто-карбонатных, карбонатных и кремнисто-карбонатных пород является мощным резервом нефтедобычи не только в России, но практически в большинстве стран Мира. Опыт их изучения базируется преимущественно на освоении проектов нетрадиционных резервуаров «сланцевой нефти и газа» Северной Америки (США и Канады). Поскольку для России более актуально решение вопроса «сланцевой нефти» (себестоимость освоения «сланцевого газа» на порядок дороже традиционного) и, учитывая преимущественно нефтяную составляющую основных сланцевых формаций России, в работе дана оценка геологических рисков отложений разного стратиграфического возраста. Проведенные оценки прогнозных ресурсов нефти по России (от 2 до 140 и более млрд. т.), выполненные разными авторами, резко разнятся, что в первую очередь и определяют риски их освоения [1]. Вместе с тем, широко используемое понятие нетрадиционные запасы свидетельствует, что еще не созданы эффективные способы разработки подобных отложений, адаптированные для российских сланцевых углеводородов, что несомненно повышает риски их освоения.

По рассматриваемым отложениям, как правило, накоплен обширный геолого-геофизический материал, позволяющий провести целенаправленные исследования по выявлению объектов в отложениях ранее проходимых без должного внимания. Данные отложения традиционно рассматриваются как основные нефтегазоматеринские геогенерации, с которыми связаны естественные выходы нефти и газа, а также нефтегазопроявления в скважинах и открытия отдельных месторождений нефти и газа. Однако, несмотря на это, широкомасштабное освоение пока не начато. Проведенные многочисленные оценки Высоцкого В. И., Баженовой О. К., Жаркова А. М., Неручева С. Г. указывают на высокие потенциальные запасы и возможность выделения в рассматриваемых отложениях благоприятных объектов для поисков залежей нефти и газа.

Общими признаками подобного типа пород, с которыми связывают сланцевые углеводороды, являются: особые палеогеографические условия бассейна седиментации, аутигенная нефтеносность (нефтеносность нефтематеринских толщ), повышенное содержание ОВ и его зрелость, преимущественно трещинный коллектор, залежи нефти, имеющие слабую связь со структурным планом, АВПД [1, 2]. При этом ключевыми показателями следует признать общее содержание Сорг (более 1%), толщину сланцев и зрелость ОВ, что помогает в определении уникальных комбинации этих показателей, определяющих экономическую эффективность, которые разнятся для различных формации. Вместе с тем очевидно, что при наименьших значениях указанных параметров, генерация УВ происходит в минимальных объемах. Благоприятным фактором следует считать наличие в разрезе уплотненных (доломитизированных) прослоев, способных осуществлять «сбор» нефти из низкопроницаемой матрицы к природным или искусственным (при ГРП) трещинам. Таким образом, коллектором являются не столько сами битуминозные породы, а чередующиеся с ними трещинно-кавернозные доломиты и известняки. В настоящее время горизонтальное бурение с многостадийным ГРП является общепринятым методом при освоении сланцев [2], что позволяет существенно улучшить экономику проекта их разработки.

Интересны в качестве сланцевых отложений в России отложения в достаточно широком стратиграфическом интервале [1, 5, 6]. Это майкопские отложения Предкавказья, терригенный девон нижнего Поволжья, верхнеюрские (волжские) сланцы Самарской и Саратовской областей, баженовские отложения Западной Сибири, доманиковые отложения Тимано-Печоры, отложения ордовика и нижнего силура Калининградского региона, куонамские Восточной Сибири. Помимо указанных перспективных толщ известен ряд других менее изученных толщ, способных содержать сланцевые углеводороды. В качестве зарубежных аналогов можно упомянуть битуминозные сланцы США, такие как неогеновые сланцы Тихоокеанского побережья США (формация Монтерей, Калифорния), нефтеносные сланцы эоцена (формация Грин-Ривер, Скалистые горы), нефтеносные сланцы верхнего мела (Скалистые горы и Великие равнины), нефтеносные сланцы нижней перми (Спраберри) и газоносные сланцы нижнего девона и верхнего карбона (Огайо, Санберри) [1]. Сравнительный анализ геологического строения различных формаций показывает, что, несмотря на определенные общие черты в их формировании, наблюдаются присущие особенности, накладывающие отпечаток и на оцениваемые риски их освоения.

Следует заметить на разную степень изученности, значимость и перспективы освоения сланцевых формаций России того или иного стратиграфического возраста.

Стоящие задачи комплексного изучения перспективных отложений (геология, литология, геохимия, пластовые условия, состав и свойства углеводородов, петрофизические свойства горных пород и др.) и создание на данной основе моделей, баз данных и методических рекомендаций для обеспечения технологий разведки, оценки запасов и разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов требуют решения вопросов объективной оценки рисков, выявления, подготовки запасов и разработки плеев для каждой толщи отдельно. Низкий уровень геологической и геофизической изученности может иметь катастрофический характер, поскольку в данном случае геология в большой степени определяет технологию добычи.

Вопросами изучения геологических рисков занимались Ампилов Ю.П. [9], Коган Р.И. [10], Гришин Ф.А. [11], Питер Р. Роуз [8], J.P. Chavas, Zhuoheng Chen, Yang Dengwei. Применительно к сланцевым углеводородам известны единичные исследования Ильинского А.А., Зафаровой А.М., Мамаевой Е.Ю.

Очевидно, что для проектов разработки УВ сланцевых формаций характерны основные риски, присущие проектам освоения традиционных УВ, такие как геологические, горнотехнические технологические, инжиниринговые, строительные, эксплуатационные, финансовые и экономические, маркетинговые, экологические и др. В основе оценки должна быть положена апробированная в практике нефтегазовых компаний методическая схема [1]. Для оценки рисков при изучении и освоении сланцевых углеводородов проводят мониторинг реализации проекта. После проведения идентификации, анализа, ранжирования рисков по вероятностью их наступления выбирают метод их учета: увеличение оттоков (затрат), дисконтирование, снижение притоков. Для управления рисками нужно оценить риски, после выбрать формы, размерности, провести расчет, оптимизировать риски проекта, пересчитать и выявить итоговые технико-экономические параметры проекта.

Но существуют и дополнительные риски, рассмотренные ниже, обусловленные особенностями геологического строения сланцевых толщ.

Ключевую роль при разработке технологий освоения нетрадиционных залежей играет построение адекватных геолого-геофизических, гидродинамических и геомеханических моделей, корректно отражающие физические процессы, которые протекают в пласте в ходе разработки. Построение подобных моделей в настоящее время даже для наиболее изученных баженовских отложений вызывает затруднения, связанные как с недостатком исходных данных о строении и свойствах пород залежи, так и с отсутствием подходящих математических моделей с программной реализацией. Важнейшим вопросом является также разработка эффективных технологических решений, применяемых в процессе разработки. Не менее важна задача поддержания стабильных

дебитов в процессе разработки, поскольку быстрое снижение дебитов скважин является значимым фактором риска при разработке сланцев. В настоящее время отсутствуют лабораторные исследовательские базы для изучения сланцевых коллекторов, что не позволяет с точностью определить их физико-химические свойства.

При изучении и освоении месторождений сланцевой нефти и газа геологические риски являются наиболее существенными. Согласно [1], геологические риски освоения сланцевых плеев по причине возникновения можно классифицировать:

- по недостаточному объему, качеству и глубине охвата исследований: неопределенности поведения скважин при их вскрытии, изменчивости текущей нефтенасыщенности продуктивных коллекторов, неопределенности пористости, проницаемости, водонасыщенности;
- по ошибочной интерпретации результатов исследований: неопределенности водонефтяного контакта, общей пористости;
- по неточности перемасштабирования.

Для того, что привести эти геологические риски к минимуму проводят сейсмические исследования, ГИС, анализ керна, каротаж.

С учетом особенностей геологического строения, степени изученности, освоенности территории геологические, экологические и специфические (компенсация потерь) риски освоения основных сланцевых отложений России можно охарактеризовать следующей таблицей.

| Риски<br>Отложения            |    | Баженовские отложения Западной Сибири | Доманиковские отложения востока Русской платформы | Майкопские отложения Предкавказья | Отложения ордовика и нижнего силура Калининградского региона | Куонамские отложения Восточной Сибири |
|-------------------------------|----|---------------------------------------|---|-----------------------------------|--|---------------------------------------|
|                               |    | Геологические                         | Изменения нефтенасыщенности                       | да                                | да   | да                                    |
| Неопределенность пористости и | да |                                       | да  | да                                | да   | да                                    |

|                                    |  |        |         |         |         |        |
|------------------------------------|--|--------|---------|---------|---------|--------|
|                                    | проницаемости  |        |         |         |         |        |
|                                    | Стратиграфические неопределенности                       | да     | нет     | да      | нет     | нет    |
|                                    | Неопределенность ВНК                                     | нет    | нет     | да      | нет     | да     |
|                                    | Наличие высоко проницаемых трещинно-кавернозных прослоев | да     | да      | да      | нет     | -      |
| Степень экологических рисков       |  | низкая | средняя | высокая | высокая | низкая |
| Специфические (компенсация потерь) |  | низкие | средние | высокие | средние | низкие |

Рассмотрев риски при освоении сланцевых отложений России последние можно ранжировать в следующей последовательности:

- баженовские отложения Западной Сибири;
- доманиковые отложения востока Русской платформы;
- майкопские (хадумские) отложения Предкавказья;
- верхнеюрские (волжские) сланцы Самарской области;
- терригенный девон нижнего Поволжья;
- отложения ордовика и нижнего силура Калининградского региона;
- куонамские отложения Восточной Сибири.

### Литература

1. Цветков Л. Д., Цветкова Н. Л. Сланцевые углеводороды.-Ярославль.: ООО «Аверс Плюс», 2012. – 300 с.

2. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю., Ильинский А.А., Д. Морариу. Оценка рисков при изучении и освоении нефти и газа сланцевых формации // Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. – СПб.: «Реноме», 2014. – С. 274-289.
3. Алымов С. В. Методические вопросы учета нетрадиционных источников углеводородов в перспективном топливно-энергетическом балансе /С.В. Алымов, А. А. Ильинский // Газовая промышленность. Спец. вып. «Нетрадиционные ресурсы нефти и газа». – 2012. - № 5. – С. 14.
4. Алымов С. В. Методы прогнозирования топливно-энергетического баланса страны с учетом нетрадиционных источников углеводородного сырья: автореферат. дис. ... канд. экон. наук / С. В. Алымов. – СПб., 2012.
5. Варламов А. И. Перспективы освоения нетрадиционных ресурсов УВС в Российской Федерации : презентация / А. И. Варламов, А. П. Афанасенко, В. И. Пырьев, Н. К. Фортунатова, А. Г. Швец-Тэнэта-Гурий, М. В. Дахнова, М. И. Лоджевская, С. В. Можегова, М. Н. Кравченко ; ФГУП «ВНИГНИ». – М., 2013.
6. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т. А. Кирюхина, Н. П. Фадеева, А. В. Ступакова, Е. Н. Полудеткина, Р. С. Сауткин // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76-87.
7. Якуцени В. П. Нетрадиционные источники углеводородного сырья. – М.: Недра, 1989.
8. Питер Р. Роуз. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. Библиотека нефтяного инжиниринга, 2001. - 290 с.
9. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска. - М.: «Геоинформмарк», 2002. – С. 200.
10. Коган Р.И. Интервальные оценки в геологических исследованиях. – М.: Недра, 1986. – С.161.
11. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. – М.: Недра, 1993.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ИСТОЧНИКА ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ  
ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ  
ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
(RESEARCH OF DEVICE OF HIGHER RELIABILITY FOR POWER  
SUPPLY OF RESPONSIBLE ENERGY CONSUMERS)**

Блюк В.В., Лапин Д.И.

(научный руководитель - Комков А.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для крупных промышленных предприятий с непрерывными технологическими процессами остро стоит проблема устойчивости и сохранения в работе электроприемников при возмущениях в системе внешнего электроснабжения [1, 2]. Короткие замыкания, неизбежные при эксплуатации электрических сетей энергосистемы, приводят к кратковременным нарушениям электроснабжения (КНЭ) потребителей. Продолжительность КНЭ составляет десятые доли секунды, если электроснабжение восстанавливается в результате отключения поврежденного элемента сети быстросрабатывающей защитой, и достигает нескольких секунд, если электроснабжение восстанавливается в результате действия автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР) и других устройств электроавтоматики. Несмотря на кратковременность возмущений, они могут вызывать потерю динамической устойчивости электродвигательной нагрузки, приводят к нарушениям технологических процессов, на восстановление которых затрачиваются большие средства и значительное время.

Одной из особенностей систем защиты и автоматики является их низкая инерционность. Это может приводить к нештатной работе данных систем в условиях протекания переходных процессов в системах электроснабжения. Чувствительность систем защиты и автоматики к существенным колебаниям питающего напряжения порождает опасность несрабатывания защит, ложного срабатывания защит, нарушения логики работы систем автоматического управления и регулирования. Подобные сбои в работе рассматриваемых систем могут существенно снизить эффект мероприятий, разрабатываемых для повышения устойчивости электротехнической системы предприятия. Таким образом, задача обеспечения надежного электроснабжения систем противоаварийных защит и автоматики представляется неотъемлемой составной частью любой программы повышения устойчивости системы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия к внешним и внутренним возмущениям.

Наиболее распространенный вариант сохранения питания – установка источников бесперебойного питания (ИБП), что гарантирует питание, но ИБП отличаются высокой стоимостью, необходимостью

частого обслуживания и небольшим ресурсом. Для высоких категорий надежности использование ИБП оправдано, однако для потребителей второй и третьей категорий это экономически нецелесообразно.

Для систем управления потребителей низких категорий взамен ИБП предлагается новая система повышенной надежности электроснабжения, в основе которой использован разработанный ранее и запатентованный трансформатор двойного питания.

Предлагаемый трехфазный четырехобмоточный трансформатор выполнен на основе магнитопровода стержневого типа. На каждом стержне магнитопровода размещено по четыре обмотки: ВН1 и ВН2 — первая и вторая обмотки высшего напряжения; НН1 и НН2 — первая и вторая обмотки низшего напряжения. Каждая из обмоток состоит из составных частей, определенным образом размещенных на стержнях магнитопровода. К первичным обмоткам подключаются выводы от двух источников электроэнергии, а к вторичным — разделенная нагрузка. Для удобства экспериментальных исследований коэффициент трансформации фазных напряжений выбран равным единице. Обмотки соединены по схеме  $Y_0/Y_0/\Delta/\Delta_0$ .

Питание осуществлялось от разных секций шин через трехфазные автотрансформаторы мощностью 1.6 кВА с возможностью регулирования выходного напряжения от 0 до 117 В. В качестве нагрузки использовались асинхронные двигатели и реостаты.

Схема системы электроснабжения с применением трансформатора двойного питания представлена на рис. 1.

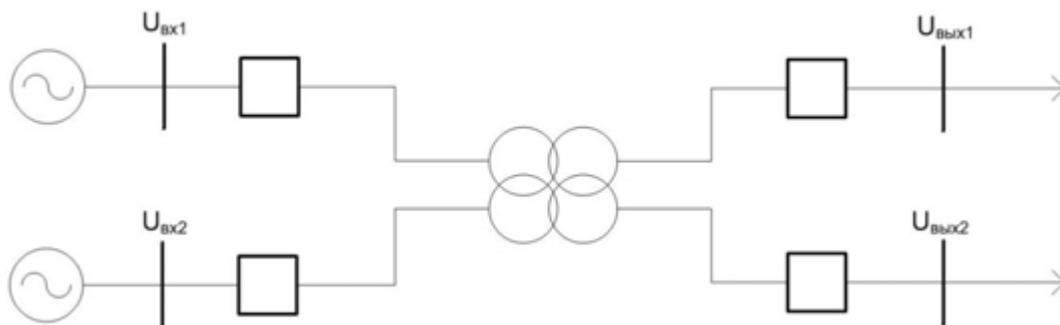


Рисунок 1 – Схема системы электроснабжения с применением трансформатора двойного питания

Для исследования работы системы с четырехобмоточным трансформатором в аварийных режимах выполнены опыты:

1. Связанные с обрывом одного или нескольких линейных проводов в цепи питания одного из вводов (ВН<sub>2</sub>) трансформатора:

- 1.1. Отключение фаз А<sub>2</sub>, В<sub>2</sub>, С<sub>2</sub>
- 1.2. Отключение фаз А<sub>2</sub>В<sub>2</sub>, В<sub>2</sub>С<sub>2</sub>, С<sub>2</sub>А<sub>2</sub>

### 1.3. Полное отключение питания по вводу ВН<sub>2</sub>.

Установлено, что для данной системы режимы, связанные с исчезновением напряжения на одном из вводов трансформатора (полном или на отдельных фазах), практически не влияют на работу всей нагрузки системы. Падение напряжения на «здоровом» вводе не превышает значения 10%, установленного ГОСТ 32144-2013 [6], и принимает максимальное значение 6% для случая отключения питания по вводу. На вводе, для которого имитируется обрыв фаз падение напряжения составляет не более 20% по каждой фазе, что не превышает значений уставок защиты минимального напряжения (ЗМН), рекомендованных ПУЭ ( $U_{ост}=70\%$ ) [7]. За счет ввода, оставшегося в работе, обеспечивается приемлемый уровень напряжения, влияние на работу системы минимально.

#### 2. Связанные с короткими замыканиями на одном из вводов (ВН<sub>2</sub>):

2.1. Однофазные КЗ на землю ( $A_2-0$ ;  $B_2-0$ ;  $C_2-0$ );

2.2. Двухфазные металлические КЗ ( $A_2-B_2$ ;  $B_2-C_2$ ;  $C_2-A_2$ );

2.3. Двухфазные КЗ на землю ( $A_2-B_2-0$ ;  $B_2-C_2-0$ ;  $C_2-A_2-0$ );

2.4. Трехфазное металлическое КЗ ( $A_2-B_2-C_2$ );

Наиболее тяжелым режимом для системы и нагрузки является режим трехфазного короткого замыкания на линии, питающей трансформатор, падение напряжения составляет 38% по вводу, на котором производится замыкание. По другому, «здоровому», вводу максимальное падение напряжения составляет 17%.

3. Связанные с плавным снижением напряжения на одном вводе, при неизменном напряжении на другом. Экспериментальные данные представлены в таблице 1. В данной системе при проведении эксперимента по снижению напряжения на одном вводе обратный поток активной мощности мал и проявляется только при глубоком падении напряжения, которого в обычных условиях не допустят аппараты защиты от падения напряжения.

Стоит отметить, что эксперимент проводился для случая 100% загрузки трансформатора. Для нормального рабочего режима трансформатора, когда нагрузка не превышает 70%, влияние возмущений в системе внешнего электроснабжения будет проявляться в меньшей степени.

Для подтверждения экспериментальных данных всех опытов было проведено компьютерное моделирование в системе автоматизированного проектирования Proteus 8.0, применяемой для автоматизированного проектирования (САПР) электронных схем. Пакет представляет собой систему схемотехнического моделирования, базирующуюся на основе моделей электронных и электрических компонентов.

Ранее была разработана полная и упрощенная схемы замещения [4]. Моделирование проводилось по упрощенной схеме замещения, представленной на рисунке 2.

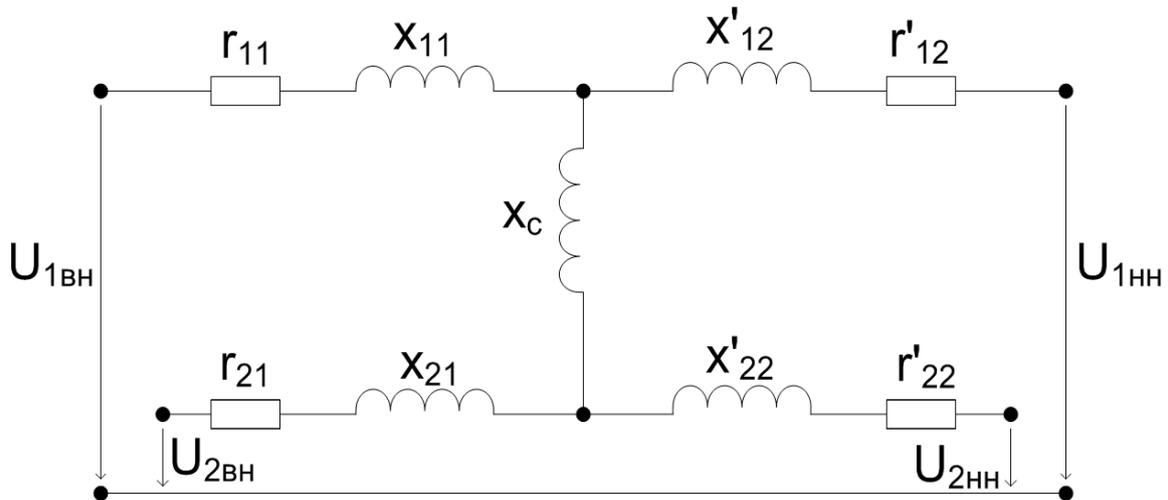


Рисунок 2 – Упрощенная схема замещения четырехобмоточного трансформатора

Таким образом, была показана принципиальная возможность и целесообразность применения трансформаторов двойного питания в системах электроснабжения достаточно большой мощности. Однако разработка и налаживание производства подобных трансформаторов требуют достаточно больших капитальных вложений.

Таблица 1

Значения характеристик на выводах системы при снижении напряжения

|                     |      | 1 вывод |       |      | 2 вывод |       |      |
|---------------------|------|---------|-------|------|---------|-------|------|
| Напряжение на вводе | Фаза | V, В    | W, Вт | I, А | V, В    | W, Вт | I, А |
| 10                  | A    | 117     | 80    | 0,9  | 10      | -2,2  | 0,5  |
|                     | B    | 117     | 76    | 0,8  | 8,5     | -2,6  | 0,5  |
|                     | C    | 117     | 84    | 0,9  | 8       | -2,2  | 0,5  |
| 20                  | A    | 117     | 77    | 0,8  | 20      | -5    | 0,4  |
|                     | B    | 117     | 74    | 0,8  | 18      | -5    | 0,4  |
|                     | C    | 117     | 80    | 0,8  | 18      | -5    | 0,4  |
| 30                  | A    | 117     | 74    | 0,8  | 30      | -5    | 0,4  |
|                     | B    | 117     | 71    | 0,8  | 29      | -6    | 0,4  |
|                     | C    | 117     | 77    | 0,8  | 27      | -6    | 0,4  |

|    |   |     |    |     |    |    |     |
|----|---|-----|----|-----|----|----|-----|
| 40 | A | 117 | 71 | 0,7 | 40 | -5 | 0,3 |
|    | B | 117 | 67 | 0,7 | 40 | -5 | 0,3 |
|    | C | 117 | 73 | 0,8 | 40 | -6 | 0,3 |
| 50 | A | 117 | 69 | 0,7 | 42 | -2 | 0,3 |
|    | B | 117 | 65 | 0,7 | 49 | -3 | 0,3 |
|    | C | 117 | 71 | 0,7 | 49 | -3 | 0,2 |
| 60 | A | 117 | 65 | 0,7 | 60 | 2  | 0,2 |
|    | B | 117 | 61 | 0,6 | 60 | 1  | 0,2 |
|    | C | 117 | 66 | 0,7 | 61 | 1  | 0,2 |

Результаты экспериментов позволили сделать следующие выводы, характеризующие работу предложенной системы:

1. Предложенная система работоспособна. При этом нагрузка по вводам трансформатора распределяется соответственно их мощности - ввод с меньшим сопротивлением питающей системы принимает более значительную нагрузку.

2. Короткие замыкания на одном из вводов трансформатора приводят к значительному (до 70% при трехфазном металлическом КЗ на входе трансформатора) снижению напряжения на соответствующем выводе трансформатора и незначительному (не более 15%) снижению напряжения на соседнем выводе;

3. Короткие замыкания на одном из выводов трансформатора приводят к незначительному (до 15%) снижению напряжения на соседнем выводе.

4. Обрывы фаз в меньшей степени, влияют на уровень остаточного напряжения на низкой стороне трансформатора. Даже отключение одного из вводов ведет к тому, что вся нагрузка системы без разрыва синусоиды напряжения принимается оставшимся в работе вводом, обеспечивающим приемлемый уровень напряжения на нагрузке как первого, так и второго аварийного ввода.

5. По результатам выполненных исследований можно сделать вывод о том, что предлагаемая конструкция обладает целым рядом преимуществ по сравнению с традиционными источниками бесперебойного питания. Среди них можно отметить следующие особенности разрабатываемого устройства:

- высокая надежность шин питания цепей управления;
- конструктивная простота;
- малая стоимость;
- отсутствие необходимости технического обслуживания;
- гальваническая развязка всех цепей устройства.

На основании этого можно определить предполагаемую область применения разрабатываемого устройства – трансформаторные подстанции 6(10) / 0,4(0,69) кВ и распределительные устройства 0,4(0,69) кВ в системах промышленного и коммунального электроснабжения.

## Литература

1. Меньшов, Б.Г. Математические модели надежности систем электроснабжения. / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – М.: АН СССР, 1988.
2. Белоусенко, И.В. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности. / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.Н. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: Недра, 2002.
3. Пат. 2054780 Российская Федерация, МПК Н 02 J 3/00 Устройство питания и распределения электрической энергии в системах электроснабжения. / Меньшов Б.Г.; заявители и патентообладатели Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Назаретова. – № 94006039/07; заявл. 22.02.1994; опубл. 20.02.1996.
4. Меньшов, Б.Г. Исследование новой системы электроснабжения, обеспечивающей повышение устойчивости двигательной нагрузки. / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.В. Егоров // Электричество, 1997, № 8.
5. Ершов, М.С. Электромагнитные модели трехфазных трансформаторов для расчета несимметричных режимов систем электроснабжения. / М.С. Ершов // Электричество, 1994, № 12.
6. ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Москва: Стандартинформ, 2014.
7. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ  
ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПОРИСТЫХ  
ПЕРИОДИЧЕСКИХ СРЕДАХ  
(MATHEMATICAL MODELLING OF LOCAL GASDYNAMIC  
PROCESSES IN POROUS PERIODIC ENVIRONMENTS)**

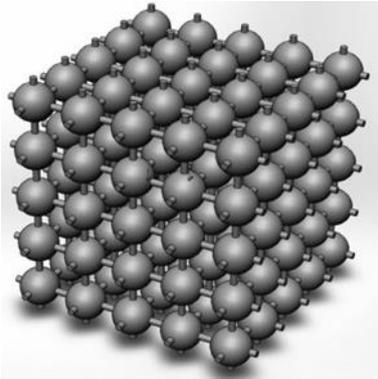
Богданов И.О.

(научный руководитель - профессор Димитриенко Ю.И.)

МГТУ им. Н.Э. Баумана

**Введение.** Вопросы фильтрации занимают важное место в подземной гидродинамике при анализе параметров пласта в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Для решения задач, которые возникают в данных областях, необходимы специальные математические модели, которые могут учитывать как локальные газодинамические процессы в отдельных порах, так и процессы, происходящие в пористой среде в целом.

**Метод асимптотического осреднения для уравнений газовой динамики.** Будем далее рассматривать пористую среду периодической структуры (см. рис. 1), ячейки периодичности (ЯП) которой представляют собой поры сферической формы, соединенные с соседними порами



**Рис. 1.** Пористая периодическая среда

посредством тонких цилиндрических каналов, направленных вдоль каждого из координатных направлений. Поры заполнены линейно-вязким совершенным газом. Ячейку периодичности будем обозначать  $V_\xi$ , область, занятую одной порой, –  $V_{\xi g}$ , а ее границу –  $\Sigma_{\xi sg}$ . Пусть  $l_0$  – линейный размер ячейки периодичности  $V_\xi$  среды,  $x_0$  – характерный размер всей области  $V$  среды. Введем малый параметр  $\varepsilon = l_0 / x_0 \ll 1$  и два типа

безразмерных координат: локальные  $\xi_i = \bar{x}_i / \varepsilon$  и глобальные  $\bar{x}_i = x_i / x_0$ . В этом случае все функции, описывающие течение газа в порах, можно считать квазипериодическими, а дифференцирование этих функций осуществлять с помощью следующего правила:

$$\frac{\partial f}{\partial \bar{x}_i} \rightarrow \frac{1}{\varepsilon} f_{,i} + f_{,i}$$

где  $f_{,i} = \partial f / \partial \bar{x}_i$  и  $f_{,i} = \partial f / \partial \xi_i$ . Кроме того, введем обозначения:  $f_{,i} = \partial f / \partial t$ ,  $f = \partial f / \partial x_i$ ,  $\nabla_i f = \partial f / \partial t$ . Операция осреднения функций по ячейке периодичности имеет вид

$$\langle f \rangle = \left( \frac{1}{\varphi_g} \right) \int_{V_{\xi g}} f dV_{\xi g},$$

где  $\varphi_g = \int_{V_{\xi g}} dV_{\xi g}$  – пористость среды.

Изотермическое движение газа в пористой среде описывается системой уравнений Навье-Стокса

$$\begin{cases} \rho_t + \nabla_i(\rho v_i) = 0, & \xi_i \in V_{\xi g}, \\ \frac{1}{Eu} \left( (\rho v_i)_t + \nabla_j(\rho v_i v_j) \right) = -p_{,i} + \frac{1}{Eu Re} \nabla_j \nabla_i v_i, & \xi_i \in V_{\xi g}, \\ v_i|_{\Sigma_{\xi g}} = 0, & p = A\rho, \quad i, j = 1, 2, 3. \end{cases} \quad (1)$$

Здесь:  $p, \rho, v_i$  – безразмерные давление, плотность и вектор скорости газа,  $p_0, \rho_0, v_0$  – характерные значения функций;  $t$  – безразмерное время;  $A = R\rho_0\theta_0/p_0$  – безразмерная константа,  $\theta_0$  – температура,  $R$  – газовая постоянная;  $Eu = p_0/\rho_0 v_0^2$  – число Эйлера,  $Re = \rho_0 v_0 x_0/\mu$  – число Рейнольдса, где  $\mu$  – вязкость газа.

Введем следующие соотношения между тремя безразмерными параметрами задачи  $\varepsilon$ ,  $Eu$  и  $Re$ :

$$Eu^0 = Eu\varepsilon^k, Re^0 = Re\varepsilon^m, \quad (2)$$

где  $k$  и  $m$  – некоторые целые числа, которые соответствуют различным режимам течения газа в порах. Значения  $Eu^0$  и  $Re^0$  для определенности полагаем близкими к единице:  $Eu^0 = O(1), Re^0 = O(1)$ . Подставляя (2) в (1), получаем систему с одним малым параметром  $\varepsilon$ :

$$\begin{aligned} \rho_t + \frac{1}{\varepsilon} (\rho v_i)_{,i} + (\rho v_i)_{,i} &= 0, \\ \frac{\varepsilon^k}{Eu^0} \left( (\rho v_i)_t + \frac{1}{\varepsilon} (\rho v_i v_j)_{,j} + (\rho v_i v_j)_{,j} \right) &= -\frac{1}{\varepsilon} p_{,i} - p_{,i} + \frac{\varepsilon^{k+m}}{Eu^0 Re^0} \left( \frac{1}{\varepsilon^2} v_{i,jj} + \frac{1}{\varepsilon} v_{i,jj} + v_{i,jj} \right), \\ p &= A\rho; \\ v_i|_{\Sigma_{\xi g}} &= 0. \end{aligned} \quad (3)$$

Применим операцию осреднения к функциям  $p$ ,  $\rho$  и  $v_i$ :

$$\langle \rho v_i \rangle = \overline{\rho v_i}, \quad \langle \rho \rangle = \bar{\rho}, \quad \langle p \rangle = \bar{p} \quad (4)$$

где  $\bar{v}_i, \bar{\rho}, \bar{p}$  – средние значения функций. Соотношения (4) в зависимости от режима течения газа либо служат дополнительными условиями, предъявляемыми к локальным параметрам течения в  $V_{\xi g}$ , либо являются обозначениями для вычисленных осредненных функций.

На основе метода асимптотического осреднения решение системы (3) ищется в виде асимптотических разложений:

$$\begin{aligned} v_i &= v_i^{(0)}(\bar{x}_i, \xi_j, t) + \varepsilon v_i^{(1)}(\bar{x}_i, \xi_j, t) + O(\varepsilon^2), \\ \rho &= \rho^{(0)}(\bar{x}_i, \xi_j, t) + \varepsilon \rho^{(1)}(\bar{x}_i, \xi_j, t) + O(\varepsilon^2), \\ p &= p^{(0)}(\bar{x}_i, \xi_j, t) + \varepsilon p^{(1)}(\bar{x}_i, \xi_j, t) + O(\varepsilon^2). \end{aligned} \quad (5)$$

Подставляя выражения (5) в систему (3) и группируя слагаемые при одинаковых степенях параметра  $\varepsilon$ , можно показать [1], что возможны семь вариантов значений параметров  $k$  и  $m$ :

$$\begin{aligned} k=0, m=1; & \quad k=0, m=2; \quad k=1, m=2 \\ k=1, m=0; & \quad k=1, m=1; \\ k=2, m=0; & \quad k=2, m=1; \end{aligned} \quad (6)$$

Другие сочетания значений чисел  $k$  и  $m$  приводят к повтору уравнений для одного из уже перечисленных сочетаний значений чисел  $k$  и  $m$ .

**Постановка локальной задачи на ячейке периодичности.** В рамках настоящего исследования рассматривается случай  $k=2$  и  $m=0$ . Тогда давление  $p^{(0)}(x_i, \xi_i) = \bar{p}(x_i)$  и плотность  $\rho^{(0)}(x_i, \xi_i) = \bar{\rho}(x_i)$  не зависят от локальных координат  $\xi_j$  [1].

Приравнивая нулю члены при  $\varepsilon^{-1}$  в уравнении неразрывности и при  $\varepsilon^0$  в уравнении движения системы (3), получаем локальную задачу «на ячейке периодичности» для вычисления функций  $v_i^{(0)}$ ,  $p^{(1)}$  и  $\rho^{(1)}$ :

$$\begin{cases} v_{i/i}^{(0)} = 0, \xi_i \in V_{\xi g}, \\ -p_{/i}^{(1)} + \mu_0 v_{i/jj}^{(0)} = p_{,i}^{(0)}, \xi_i \in V_{\xi g}; \\ v_i^{(0)} = 0, \xi_i \in \Sigma_{\xi sg}; \\ \langle p^{(1)} \rangle = 0; \\ \left[ [v_i^{(0)}] \right] = 0, \left[ [p^{(1)}] \right] = 0, \end{cases} \quad (7)$$

где  $\mu_0 = 1/(Eu^0 \text{Re}^0)$ , а символом  $[[\cdot]]$  обозначены условия периодичности, причем  $-1/2 \leq \xi_i \leq 1/2$  – область ячейки периодичности  $V_{\xi g}$ . Градиент давления  $p_{,i}^{(0)}$  в системе (7) зависит только от глобальных координат  $x_i$  и рассматривается как «входные данные» локальной задачи переноса (7) [1].

Будем рассматривать далее трехмерную пористую структуру, у которой поры образуют продольные каналы вдоль всех 3-х осей  $O\xi_i$ . В силу линейности локальной задачи (7) ее решение можно представить в виде линейной функции от входных данных, т.е.  $p_{,i}^{(0)}$  [1]:

$$p^{(1)} = \sum_{\alpha=1}^3 P^{(\alpha)}(\xi_i) p_{,i}^{(0)}, \quad v_i^{(1)} = \frac{1}{\mu_0} \sum_{\alpha=1}^3 W_i^{(\alpha)}(\xi_i) p_{,i}^{(0)}, \quad (8)$$

где функции  $P^{(\alpha)}(\xi_i)$  и  $W_i^{(\alpha)}(\xi_i)$  зависят от  $\xi_i$ .

Подставив выражения (8) в локальную задачу (7), после исключения градиента  $p_{,i}^{(0)}$  получим набор локальных задач для определения функций  $P^{(\alpha)}(\xi_i)$ ,  $W_i^{(\alpha)}(\xi_i)$ , которые в отличие от задачи (7) не содержат констант, описывающих физические свойства газов, и не зависят от входных данных

$$\begin{aligned}
W_{i/i}^{(\alpha)} &= 0, \\
-P_{/i}^{(\alpha)} + \Delta W_i^{(\alpha)} &= h_i^{(\alpha)}, \quad \xi_i \in V_{\xi g}; \\
W_i^{(\alpha)} &= 0, \quad \xi_i \in \Sigma_{\xi sg}; \\
\langle P^{(\alpha)} \rangle &= 0, \quad [[W_i^{(\alpha)}]] = 0, \quad [[P^{(\alpha)}]] = 0.
\end{aligned} \tag{9}$$

Здесь:  $i = \overline{1,3}$ ,  $\Delta W_i^{(\alpha)} = W_{i/jj}^{(\alpha)}$  и введены функции, позволяющие учитывать вырожденный случай пористой структуры, когда сквозные каналы пор по одному из координатных направлений отсутствуют:

$$h_i^{(\alpha)} = \begin{cases} 0 & \text{при } i \neq \alpha \text{ или при } i = \alpha \text{ } P_{,\alpha}^{(0)} = 0, \\ 1 & \text{при } i = \alpha \text{ и } P_{,\alpha}^{(0)} \neq 0. \end{cases}$$

Решение задач (9) определяется только внутренней геометрией пор, поэтому их решение применимо для расчетов фильтрации любых газов и жидкостей в рамках сделанных выше допущений.

**Постановка локальной задачи на 1/8 ячейки периодичности.** Для каждого фиксированного значения  $\alpha$  задача (9) представляет собой стационарную задачу течения некоторой фиктивной линейно вязкой несжимаемой жидкости. Эта задача имеет ряд специфических свойств. Во-первых, поскольку функция  $p^{(1)}$  в выражении (5) представляет собой пульсацию давления  $p$  по отношению к среднему значению  $\bar{p}$ , то функция  $p^{(1)}$  может быть как положительной, так и отрицательной. Во-вторых, наличие условия  $\langle p^{(1)} \rangle = 0$  делает задачу (9) интегрально-дифференциальной, что вместе с условиями периодичности принципиально отличает ее от классической задачи Стокса.

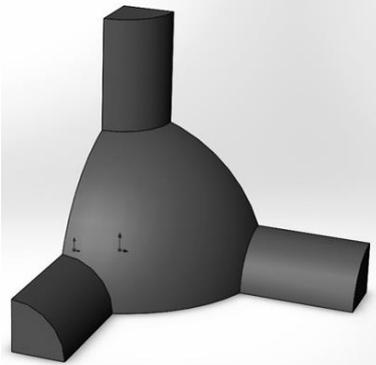


Рис. 2. Возможная геометрия 1/8 ячейки периодичности

Упростить решение задачи (9) позволяет следующая теорема о продолжении решения [1].

Пусть ячейка периодичности  $V_{\xi g}$  3D-структуры имеет зеркальную симметрию относительно координатных плоскостей  $O\xi_1\xi_2$ ,  $O\xi_1\xi_3$ ,  $O\xi_2\xi_3$ . Тогда решение  $P^{(\alpha)}$ ,  $W_i^{(\alpha)}$  задачи (9) получается с помощью симметричного или антисимметричного продолжения функций  $\tilde{P}^{(\alpha)}$ ,  $\tilde{W}_i^{(\alpha)}$ ,

определенных в 1/8 ячейки периодичности (в первом квадранте  $\{\xi_i : 0 \leq \xi_i \leq 1/2\}$ ) (см. рис. 2) и являющихся решениями следующих задач:

$$\begin{cases} \tilde{W}_{i/i}^{(\alpha)} = 0, \\ -\tilde{P}_{/i}^{(\alpha)} + \tilde{W}_{i/jj}^{(\alpha)} = h_i^{(\alpha)}, \quad \xi_i \in V_{\xi sg}; \\ \tilde{W}_i^{(\alpha)} = 0, \quad \xi_i \in \Sigma_{\xi sg}. \end{cases} \tag{10}$$

Используя симметричное и антисимметричное продолжение решения системы (10), можно записать граничные условия на граничных плоскостях  $1/8$  ячейки периодичности  $\tilde{V}_{\xi g}$  [1]:

$$\begin{aligned} \xi_1 = 0 \text{ и } \xi_1 = \frac{1}{2}: \quad & \frac{\partial \tilde{W}_1^{(1)}}{\partial \xi_1} = 0; \quad \tilde{W}_2^{(1)} = 0; \quad \tilde{W}_3^{(1)} = 0; \quad \tilde{P}^{(1)} = 0; \\ \xi_2 = 0 \text{ и } \xi_2 = \frac{1}{2}: \quad & \frac{\partial \tilde{W}_1^{(1)}}{\partial \xi_2} = 0; \quad \tilde{W}_2^{(1)} = 0; \quad \frac{\partial \tilde{W}_3^{(1)}}{\partial \xi_2} = 0; \quad \frac{\partial \tilde{P}^{(1)}}{\partial \xi_2} = 0; \\ \xi_3 = 0 \text{ и } \xi_3 = \frac{1}{2}: \quad & \frac{\partial \tilde{W}_1^{(1)}}{\partial \xi_3} = 0; \quad \frac{\partial \tilde{W}_2^{(1)}}{\partial \xi_3} = 0; \quad \tilde{W}_3^{(1)} = 0; \quad \frac{\partial \tilde{P}^{(1)}}{\partial \xi_3} = 0. \end{aligned} \quad (11)$$

**Вариационная формулировка локальной задачи.** В [1] показано, что вводя обозначения для компонент тензора напряжений  $T_{ij}^{(\alpha)}$  и тензора скоростей деформаций  $D_{ij}^{(\alpha)}$ :

$$T_{ij}^{(\alpha)} = -\tilde{P}^{(\alpha)} \delta_{ij} + D_{ij}^{(\alpha)}, \quad D_{ij}^{(\alpha)} = \frac{1}{2} (\tilde{W}_{ij}^{(\alpha)} + \tilde{W}_{ji}^{(\alpha)}), \quad (12)$$

а также кинематически возможное поле скоростей  $\delta \tilde{W}_i^{(\alpha)}$ , как векторное поле, удовлетворяющее граничным условиям 1-го рода на части поверхности ячейки периодичности  $W_i^{(\alpha)} = 0$ ,  $\xi_i \in \Sigma_{\xi sg}$ , и вариацию давления  $\delta \tilde{P}^{(\alpha)}$ , то с учетом формулы преобразования произведения векторов

$$T_{ij/lj}^{(\alpha)} \delta \tilde{W}_i^{(\alpha)} = (T_{ij}^{(\alpha)} \delta \tilde{W}_i^{(\alpha)})_{lj} - T_{ij}^{(\alpha)} \delta \tilde{W}_{ilj}^{(\alpha)} \quad (13)$$

и формулы Остроградского-Гаусса, можно записать вариационную постановку задачи (10):

$$\begin{aligned} \int_{V_g} D_{ii}^{(\alpha)} \delta \tilde{P}^{(\alpha)} dV_g = 0, \\ \int_{V_g} T_{ij/lj}^{(\alpha)} \delta D_{ij}^{(\alpha)} dV_g = \int_{\Sigma_g} S_i^{(\alpha)} \delta \tilde{W}_i^{(\alpha)} d\Sigma - \int_{V_g} h_i^{(\alpha)} \delta \tilde{W}_i^{(\alpha)} dV_g, \quad \xi_i \in V_{\xi sg}. \end{aligned} \quad (14)$$

Здесь  $S_i^{(\alpha)} = n_j T_{ij}^{(\alpha)}$  – компоненты вектора усилий на поверхности  $\Sigma_g$  области  $V_g \subset \tilde{V}_{\xi g}$ , где  $n_j$  – компоненты вектора нормали к поверхности  $\Sigma_g$ . Отметим, что на всей границе области течения  $\tilde{V}_{\xi g}$  в соответствии с граничными условиями из задачи (10) работа вектора поверхностных усилий обращается в ноль.

### Метод конечных элементов для решения вариационной задачи.

Для решения системы вариационных уравнений (14) был применен метод конечных элементов (МКЭ) [2] с десяти узловым конечным элементом (КЭ) в форме тетраэдра (см. рис. 3), который отличается от классического 10-узлового КЭ тем, что имеет 34 степени свободы: по 3 компоненты скорости  $\tilde{W}_i^{(\alpha)}$  в каждом узле и по одному значению давления  $\tilde{P}^{(\alpha)}$  в каждой вершине тетраэдра.

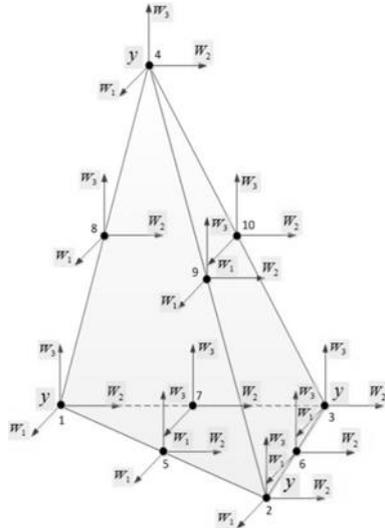


Рис. 3. Вид КЭ

В каждом КЭ будем использовать квадратичную аппроксимацию функций по скоростям и линейную по давлению:

$$\{W\} = [\Phi] \{q\}, \quad p = \{\Phi_p\}^T \{y\}, \quad (15)$$

где  $\{W\} = (\tilde{W}_1^{(\alpha)}, \tilde{W}_2^{(\alpha)}, \tilde{W}_3^{(\alpha)})$  – координатный столбец скоростей в КЭ,  $\{q\}$  – координатный столбец скоростей в узлах,  $\{y\}$  –

координатный столбец давлений  $p = \tilde{P}^{(\alpha)}$  в вершинах КЭ. Матрица функций формы  $[\Phi]$  и столбец  $\{\Phi_p\}$  имеют следующий вид:

$$[\Phi] = \begin{bmatrix} \Phi_1 & 0 & 0 & \Phi_2 & 0 & 0 & \dots & \Phi_{10} & 0 & 0 \\ 0 & \Phi_1 & 0 & 0 & \Phi_2 & 0 & \dots & 0 & \Phi_{10} & 0 \\ 0 & 0 & \Phi_1 & 0 & 0 & \Phi_2 & \dots & 0 & 0 & \Phi_{10} \end{bmatrix},$$

$$\{\Phi_p\}^T = (L_1, L_2, L_3, L_4),$$

где

$$\Phi_1 = (2L_1 - 1)L_1, \quad \Phi_2 = (2L_2 - 1)L_2, \quad \Phi_3 = (2L_3 - 1)L_3, \quad \Phi_4 = (2L_4 - 1)L_4, \quad \Phi_5 = 4L_1L_2,$$

$$\Phi_6 = 4L_2L_3, \quad \Phi_7 = 4L_1L_3, \quad \Phi_8 = 4L_1L_4, \quad \Phi_9 = 4L_2L_4, \quad \Phi_{10} = 4L_3L_4.$$

В последней формуле  $L_i, i = \overline{1,4}$  –  $L$ -координаты.

Введем координатный столбец скоростей деформаций

$$\{D\}^T = (D_{11}, D_{22}, D_{33}, D_{12}, D_{13}, D_{23}).$$

Тогда  $\{D\} = [L]\{W\} = [L][\Phi]\{q\} = [B]\{q\}$ , где матрица  $[L]$  выписывается в виде:

$$[L]^T = \begin{pmatrix} \frac{\partial}{\partial \xi_1} & 0 & 0 & \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial \xi_2} & \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial \xi_3} & 0 \\ 0 & \frac{\partial}{\partial \xi_2} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial \xi_1} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial \xi_3} \\ 0 & 0 & \frac{\partial}{\partial \xi_3} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial \xi_1} & \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial \xi_2} \end{pmatrix}.$$

Вариации компонент вектора скоростей и тензора скоростей деформаций, а также давления  $p$  представляются в виде:

$$\begin{aligned}
\delta\{W\} &= [\Phi]\delta\{q\}, \\
\delta p &= \{\Phi_p\}^T \delta\{y\}, \\
\delta\{D\} &= [B]\delta\{q\}.
\end{aligned} \tag{16}$$

Введем координатный столбец напряжений

$$\{T\}^T = (T_{11}^{(\alpha)}, T_{22}^{(\alpha)}, T_{33}^{(\alpha)}, T_{12}^{(\alpha)}, T_{13}^{(\alpha)}, T_{23}^{(\alpha)}),$$

который на основании определяющих соотношений (12) связан с координатным столбцом скоростей деформаций линейным соотношением:

$$\{T\} = -[\Phi_p] \{y\} + \{D\}, \tag{17}$$

где  $[\Phi_p]$  – матрица, образованная диадным умножением столбцов:

$$[\Phi_p] = \{I_0\} \{\Phi_p\}^T,$$

где  $\{I_0\}^T = (1, 1, 1, 0, 0, 0)$ .

Введем наконец координатный столбец внешних усилий  $\{S\}^T = (S_1^{(\alpha)}, S_2^{(\alpha)}, S_3^{(\alpha)})$  на поверхности тела.

Тогда, подставляя (15), (16) и (17) в систему (14), получим систему линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) для каждого отдельного КЭ:

$$\begin{cases} [K] \{q\} - [B_p] \{y\} = \{f\}, \\ [B_p]^T \{q\} = 0. \end{cases} \tag{18}$$

Здесь обозначены следующие локальные матрицы жесткости и векторы правой части:

$$\begin{aligned}
[K] &= \int_{V_g} ([B]^T [B]) dV_g, [B_p] = \int_{V_g} ([B]^T [\Phi_p]) dV_g, \\
\{f_\Sigma\} &= \int_{\Sigma_g} ([\Phi]^T \{S\}) d\Sigma, \{f_V\} = \int_{V_g} ([\Phi]^T \{h\}) dV_g, \\
f &= f_\Sigma + f_V.
\end{aligned} \tag{19}$$

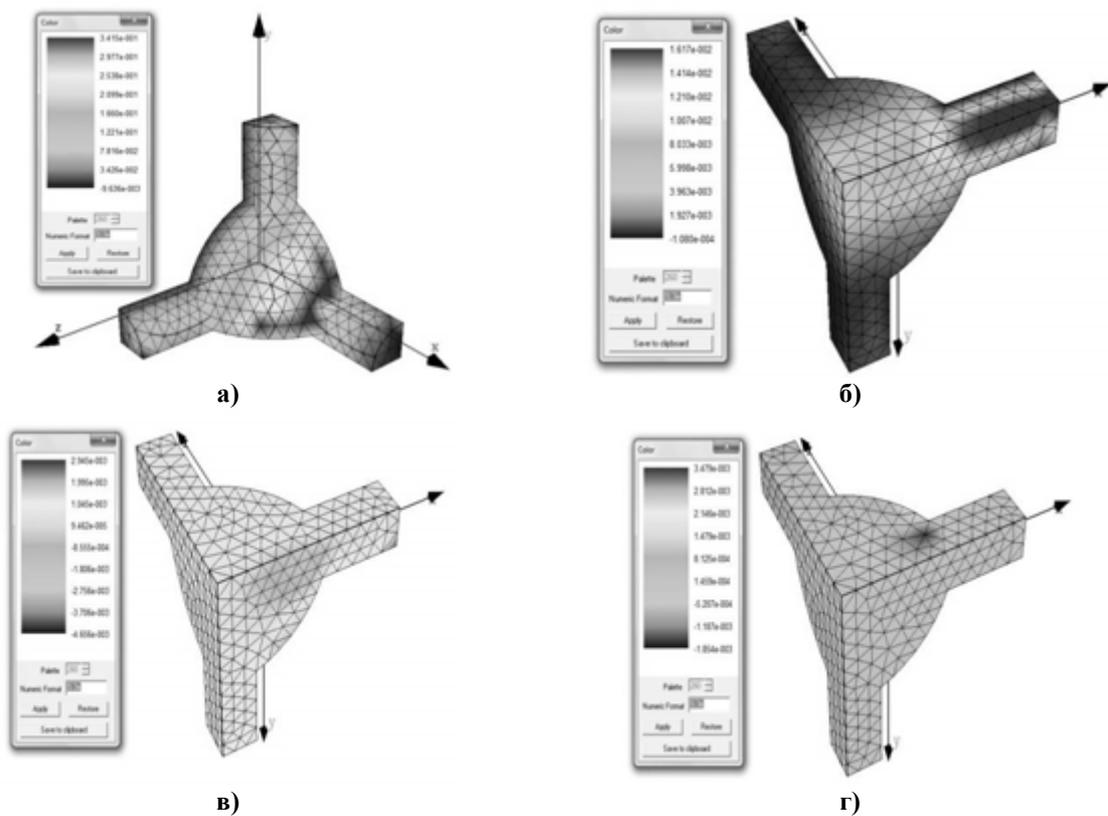
При формировании глобальной СЛАУ суммарные векторы правых частей  $\{f_\Sigma\}$ , соответствующие вектору поверхностных усилий  $\{S\}$ , обращаются в ноль, поскольку все внутренние стороны КЭ при суммировании перечисляются дважды, но знак у вектора  $\{S\}$  при этом меняется из-за изменения знака вектора нормали на этих сторонах. На тех же сторонах КЭ, которые принадлежат внешней границе области  $\tilde{V}_{\xi g}$ , работа вектора  $\{S\}$  обращается в ноль в силу граничных условий задачи, поэтому в глобальной СЛАУ  $\{f_\Sigma\} = 0$ .

В результате применения МКЭ к задаче моделирования локальных процессов фильтрации возникает несимметричная и сильно разреженная глобальная СЛАУ. По этой причине для ее решения был выбран стабилизированный метод бисопряженных градиентов (Biconjugate Gradient Stabilized, BICGSTAB) [3].

**Результаты.** Во всех приведенных расчетах порядок интегрирования при составлении локальных матриц был принят равным 3. Решение глобальной СЛАУ производилось на основе стабилизированного метода бисопряженных градиентов (BiCGStab) с точностью  $\varepsilon = 10^{-6}$ . Параметры расчета 1 приведены в таблице 1, а результаты – на рис. 4.

**Таблица 1. Параметры расчета 1**

|   |          |
|---|----------|
| Радиус сферической части поры                                 | 0,3      |
| Радиус цилиндрической части поры                              | 0,1      |
| Кол-во вершинных узлов КЭ сетки / Общее кол-во узлов КЭ сетки | 441/2475 |
| Кол-во КЭ   | 1187     |
| Кол-во поверхностных КЭ                                       | 814      |



**Рис. 4. Результаты расчета 1:** а) распределение давления  $\tilde{P}^{(1)}$ ; б) распределение компоненты скорости  $\tilde{W}_1^{(1)}$ ; в) распределение компоненты скорости  $\tilde{W}_2^{(1)}$ ; г) распределение компоненты скорости  $\tilde{W}_3^{(1)}$

Параметры расчета 2 приведены в таблице 2, а результаты – на рис. 5.

**Таблица 2. Параметры расчета 2**

|   |          |
|---|----------|
| Радиус сферической части поры           | 0,3      |
| Радиус цилиндрической части поры        | 0,05     |
| Кол-во вершинных узлов КЭ сетки / Общее | 538/2977 |

|                         |      |
|-------------------------|------|
| кол-во узлов КЭ сетки   |      |
| Кол-во КЭ               | 1400 |
| Кол-во поверхностных КЭ | 1004 |

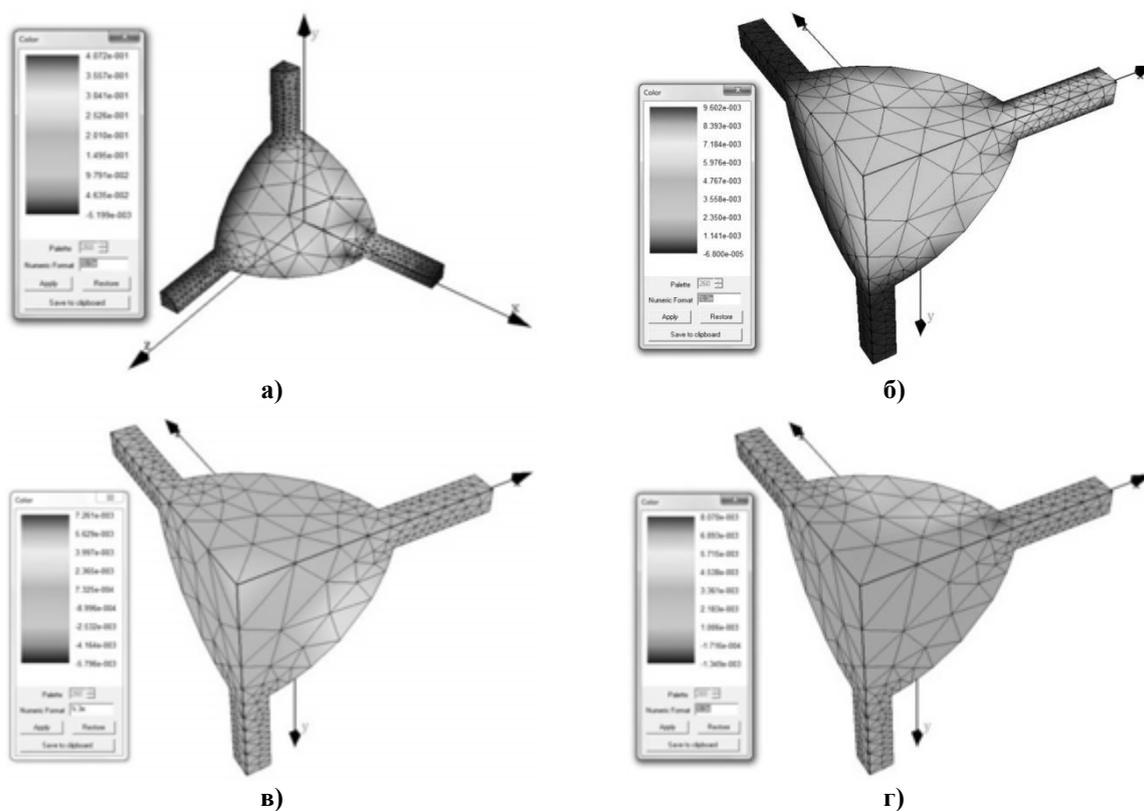


Рис. 5. Результаты расчета 2: а) распределение давления  $\tilde{P}^{(1)}$ ; б) распределение компоненты скорости  $\tilde{W}_1^{(1)}$ ; в) распределение компоненты скорости  $\tilde{W}_2^{(1)}$ ; г) распределение компоненты скорости  $\tilde{W}_3^{(1)}$

Из приведенных результатов видно, что максимум давления  $\tilde{P}^{(1)}$  приходится на область входа канала в пору, а максимум скорости  $\tilde{W}_1^{(1)}$  находится непосредственно в канале. При этом компоненты скорости  $\tilde{W}_2^{(1)}$  и  $\tilde{W}_3^{(1)}$  достигают минимумов вблизи входа канала в пору.

**Выводы.** Разработана математическая модель локальных газодинамических процессов в трехмерных пористых структурах, основанная на методе асимптотического осреднения. Получена вариационная формулировка задачи и разработан метод конечных элементов для ее решения. Разработан программный комплекс, предназначенный для моделирования локальных процессов фильтрации в пористых периодических средах. Получены результаты, показывающие, что максимум первой компоненты скорости достигается внутри канала, а минимум второй и третьей компонент, а также максимум давления приходится на область соединения канала с порой.

## Литература

1. Димитриенко Ю. И., Левина А. И., Галицын А. А. Конечно-элементное моделирование локальных газодинамических процессов в трехмерных пористых структурах // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. Естественные науки. – №, 2011. С. 50-65
2. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. – М.: Мир, 1979. 392 с.
3. Saad Y. Iterative methods for sparse linear systems, 2003. 547 с.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ  
ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ  
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ КАВИТАЦИИ  
(IMPROVING THE EFFICIENCY OF TECHNOLOGY TRANSPORT  
OF HIGH-VISCOSITY OIL USING HYDRODYNAMIC CAVITATION)**

Бранд А.Э., Венгеров А.А., Земенкова М.Ю.  
(научный руководитель - Земенков Ю.Д.)

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

*Введение.* В течение последних двух десятилетий наблюдается тенденция ухудшения качественного состояния сырьевой базы нефтяной промышленности, что связано, в основном, со значительной выработкой высокопродуктивных месторождений. В настоящее время все большую роль в нефтяной отрасли играют запасы вязких и высоковязких нефтей, разработка которых является весьма перспективной вследствие особых реологических свойств. Кроме того, высоковязкие нефти обладают уникальным химическим составом и являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

По данным Счетной палаты РФ, ресурсная база балансовых запасов нефти России оценивается в 25,2 млрд. т., из них запасы высоковязких нефтей составляют 7,2 млрд. т., т.е. 28,6 % от общероссийских. При этом, 3,17 млрд. т. высоковязких нефтей РФ принадлежит территории Тюменской области, а основная часть их располагается в Ямало-Ненецком автономном округе.

Высокий ресурсный потенциал месторождений вязких и высоковязких нефтей обуславливает необходимость постоянного совершенствования технологий транспортировки, основным ограничением которого являются реологические свойства и, как следствие, малые скорости транспортировки и большие экономические издержки.

Для увеличения эффективности процесса транспортировки вязкие и высоковязкие нефти подвергаются предварительной обработке. Известны такие способы, как термический нагрев, добавление присадок и разбавителей, применение электромагнитного излучения и другие. Большой вклад в исследование вопросов, связанных с трубопроводным транспортом высоковязких и высокостывающих нефтей и нефтепродуктов, внесли Абрамзон Л.С., Агапкин В.М., Алиев Р.А., Губкин В.Е., Лурье М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Черников В.И., Юфин В.А., Яблонский В.С. и другие. По мнению отечественных специалистов, таких как Промтов М.А., Ершов М.А., Федоткин П.М., наиболее перспективным методом является кавитационное воздействие за счет своей экономичности, доступности и возможности использования внутренних резервов вещества для изменения его структуры.

Как известно, воздействие возникающие при явлении кавитации, процессе парообразования и последующей конденсации пузырьков воздуха в потоке жидкости, ведет к разрыву непрерывных углеродистых цепочек и, разрушая связи между отдельными частями молекул, влияет на изменение структурной вязкости.

Самым действенным методом для возникновения кавитации считается изменение геометрии канала течения трубопровода (гидродинамической кавитации), в результате которого давление перекачиваемой нефти становится равным давлению насыщенных паров нефти. Образуются пузырьки, которые заполняются насыщенным паром жидкости и, в дальнейшем, схлопываются, при этом давление и температура достигают высоких значений, изменяя физико-химические свойства.

*Постановка задачи.* Теоретические, лабораторные и промышленные исследования, проведенные в последние годы как в нашей стране, так и за рубежом, показали возможность применения гидродинамической кавитации с использованием кавитаторов, кавитационных реакторов и других приспособлений. Улучшение реологических свойств обработанных нефтей является признаком эффективности и целесообразности применения кавитации для интенсификации физико-химических процессов при транспорте нефти.

К негативному воздействию кавитации стоит отнести содействие коррозионным процессам, которые являются причиной аварийного разрушения элементов системы. Поэтому конструкция с применением кавитатора должна обладать особыми показателями ремонтпригодности, определяемыми возможностью быстрой и удобной замены изношенных деталей.

*Решение поставленной задачи.* Для достижения большего эффекта авторами предлагается применение комплексного воздействия с участием кавитации и реагента. При комплексном воздействии кавитация позволяет реагенту эффективнее воздействовать на групповые компоненты нефти за счёт уменьшения их размера и увеличения площади контакта. Реагент препятствует восстановлению межмолекулярных связей и образованию надмолекулярных образований в нефти после обработки, за счёт чего достигается большой эффект снижения вязкости.

В процессе экспериментальных исследований изучалось воздействие на высоковязкую нефть следующих реагентов: ксилол, толуол, бутилацетат, гексан, газоконденсат, ДПН-1 и ДПН-1Р. Критерии отбора были следующими: необходимая концентрация, способ выведения реагента, влияние реагента на качество нефти, соответствие нормативной документации компании ОАО «АК «Транснефть».

По итогам исследования в качестве реагента авторами работы рекомендуется депрессионная присадка ДПН-1Р, которая прошла

испытания на участке магистрального трубопровода Усинск-Ухта. Уменьшение вязкости 60-80% и восстановление реологических свойств на 8-10 день после добавки, а так же соответствие требованиям компании и отсутствие необходимости выведения из обработанной нефти.

Для минимизации коррозионной опасности был разработан реактор с щелевым цилиндром (рис. 1) и применением кремнеорганического покрытия (КНН-121) для внутренней поверхности.



Рис. 1 Щелевой цилиндр

Для моделирования и оценки технологических параметров процесса снижения вязкости нефти разработан комплекс алгоритмов и методика расчета (рис.2).

Процесс кавитации аналогичен кипению жидкости, поэтому в качестве главного параметра процесса выбрано критическое давление, при котором возникает кавитация, обычно принимают давление насыщенных паров перекачиваемой жидкости при данной температуре, которое определяется согласно ГОСТ 1756-2000.

Минимальная скорость течения нефти в модуле необходимая для возникновения кавитации определяется по формуле (1):

$$v_{\text{кав}} = \frac{64 \cdot P_{\text{н}}}{g \cdot P_{\text{кр}}} \left( \frac{29 \cdot \rho \cdot g}{P_{\text{н}}} \right)^{1.9} \quad (1)$$

$P_{\text{кр}}$  – критическое давление кавитации (Па)

$P_{\text{н}}$  - давление насыщенных паров (Па)

Необходимый напор насоса для возникновения кавитации:

$$H_{\text{к}} = \frac{v_{\text{к}}^2}{2g} + h_{\text{м}} \quad (2)$$

где  $h_{\text{м}}$  – суммарные потери напора в модуле, м;

Суммарные потери напора в модуле складываются из потерь напора в конфузоре, диффузоре и цилиндрической части модуля и рассчитываются по формуле:

$$h_{\text{м}} = \left( \frac{\lambda}{8 \sin \alpha/2} \left( 1 - \frac{1}{n^2} \right) + \lambda \frac{L_{\text{ц}}}{d} + \frac{\lambda}{8 \sin \beta/2} \left( 1 - \frac{1}{n^2} \right) + \sin \beta \left( 1 - \frac{1}{n_1} \right)^2 \right) \cdot \frac{v_{\text{к}}^2}{2g} \quad (3)$$

или

$$h_{\text{м}} = (\zeta_{\text{к}} + \zeta_{\text{ц}} + \zeta_{\text{д}}) \cdot \frac{v_{\text{к}}^2}{2g} \quad (4)$$

где  $\beta$  – угол раскрытия диффузора, град.  $n_1$  – степень расширения диффузора,  $\alpha$  – угол раскрытия конфузора, град.  $n$  – степень сужения

В ходе лабораторных испытаний выявлено, что наименьшие гидравлические потери наблюдаются в конфузорах с углом раскрытия до  $40^\circ$  и отношением степенью сужения 1,2 - 3, 0 и в диффузорах с углом раскрытия менее  $50^\circ$ .

Конечный вид формулы напора выглядит следующим образом:

$$H_k = \frac{v_k^2}{2g} \cdot (\zeta_k + \zeta_{\text{ц}} + \zeta_d + 1) \quad (5)$$

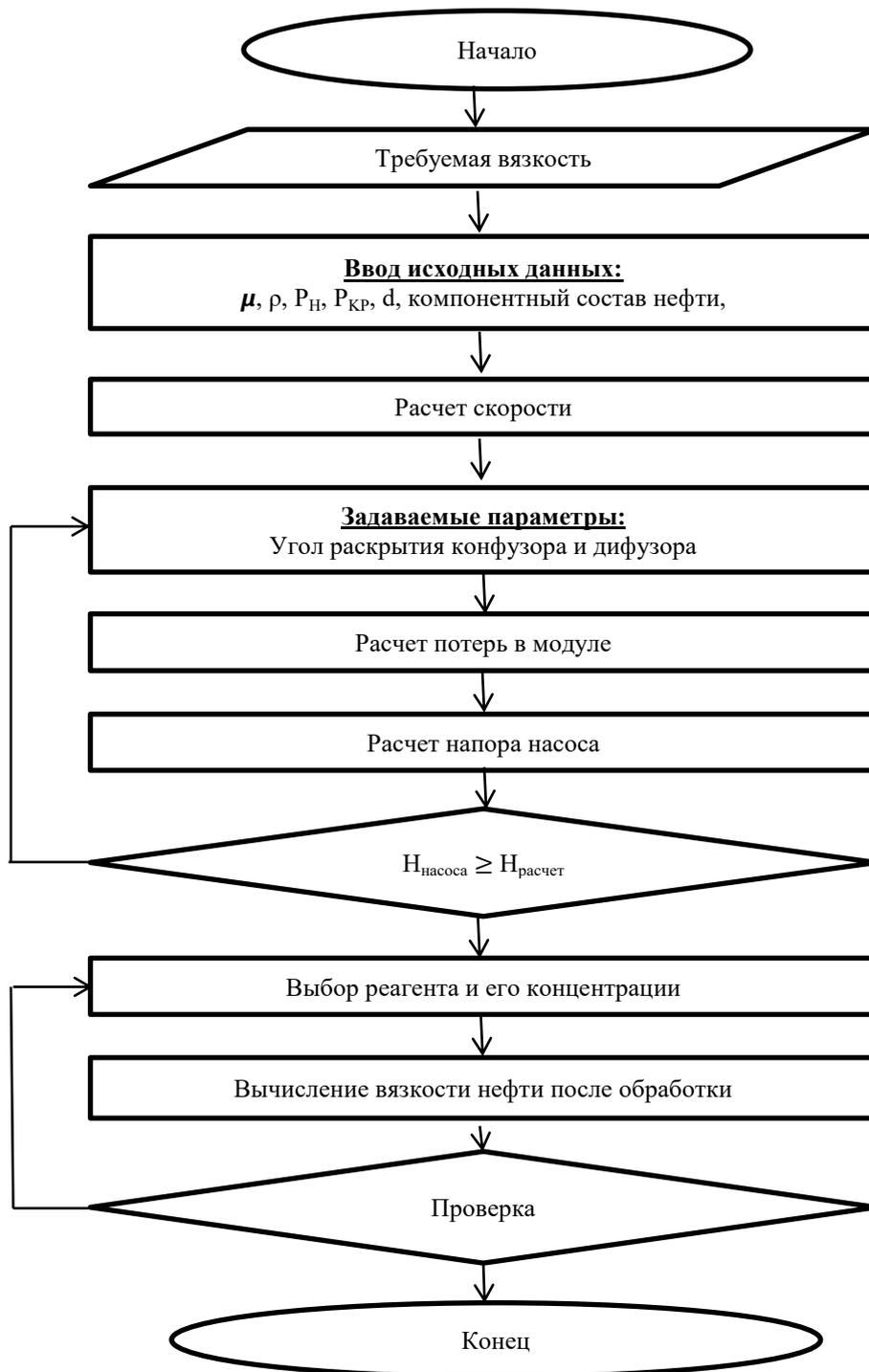


Рис.2. Алгоритм оценки параметров процесса подготовки нефти к транспорту

Полученные данные были занесены в программный комплекс ANSYS/FLUENT и смоделирован процесс транспортировки нефти (рис.3)

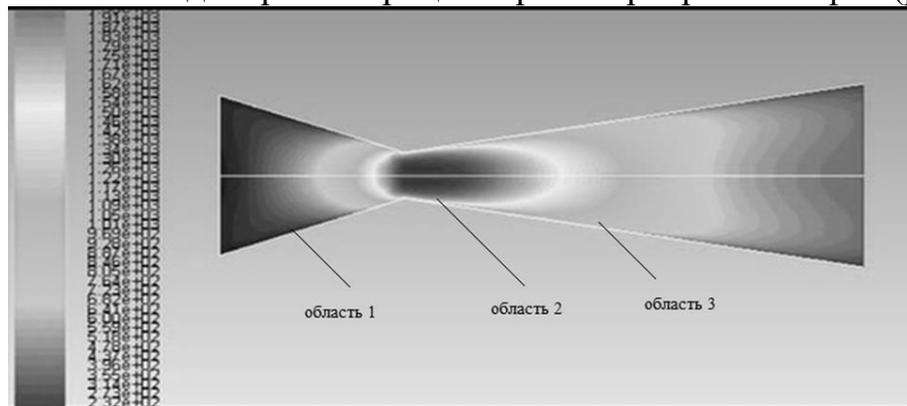


Рис.3 Распределение температурного поля при кавитации  
1 – область предварительного нагрева, 2 – область холодного кипения, 3 – область стабилизации потока и температурного поля

За счет локального повышения температуры, происходящего на границе рабочей камеры – диффузора, нефть частично нагревается, что является предпосылкой для получения экономической выгоды.

Местом установки устройства был выбран участок трубопровода, расположенный перед подогревателем нефти, в качестве которого может выступать как путевой (ППН), так и блочный (ПТБ) подогреватель.

По разработанной аппаратурно-технологической схеме (рис. 4) по выходу из насоса ГНПС транспортирующая нефть попадает в участок, расположенный перед подогревателем. Участок содержит в себе плунжерный насос-дозатор, с помощью которого будет вводиться реагент, гидродинамический кавитационный реактор и запорная арматура, которая будет использоваться в момент смены реактора.

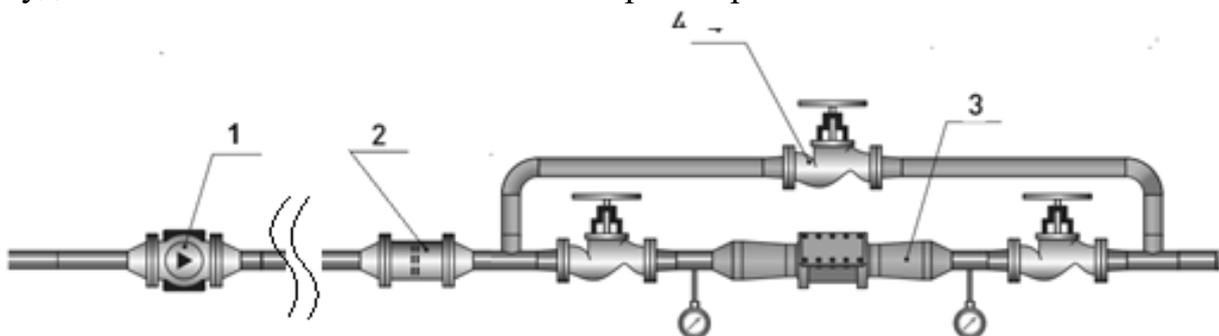


Рис. 4 - Аппаратурно-технологическая схема  
1 – насос подающий, 2-плунжерный насос-дозатор, 3 – гидродинамический кавитационный реактор, 4 – запорная арматура

Нефть по технологическому трубопроводу попадает в гидродинамический кавитационный реактор (рис. 4), основными элементами которого являются:

- конфузор – участок сужения трубы, скорость потока в котором возрастает, а давление падает;
- рабочая камера, в которой происходит процесс образования пузырьков и увеличение температуры;
- диффузор – области расширения трубы, в которой пузырьки лопаются, скорость уменьшается, давление увеличивается и происходит процесс стабилизации потока.

По выходу из диффузора расположен щелевой цилиндр, препятствующий схлопыванию пузырьков вблизи стенок трубопровода, что увеличивает эксплуатационный срок реактора и трубопровода, а так же является дополнительным стабилизатором потока.

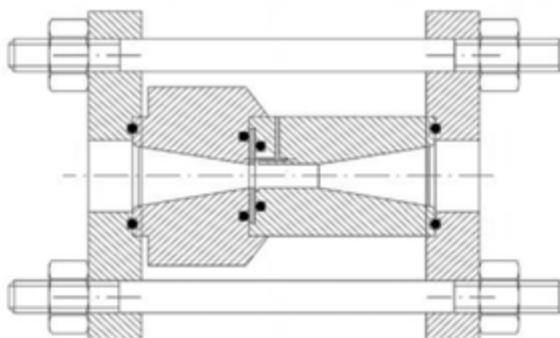


Рис. 5 – гидродинамический кавитационный реактор

Проведенные исследования показали, что комплексная обработка нефти является перспективным направлением исследования как экономически и технологически эффективная технология.

Таблица 1

Сравнительный анализ эффективности методов снижения вязкости нефти

| Характеристики                                   | ДПН-1Р | Кавитационная обработка | Комплексная обработка |
|--|--------|-------------------------|-----------------------|
| Депрессия $T_{\text{заст.}}$ , °С                | 10–14  | 5–7                     | 17–20                 |
| Снижение вязкости, %                             | 60-80  | 45-60                   | 150-170               |
| Снижение предельно динамического напряжения      | 2–3    | 4                       | 6-7                   |
| Снижение предельно статического напряжения       | 4-5    | 3-4                     | 5-7                   |
| Время восстановления реологических свойств, дней | 8      | 4-6                     | 9                     |

На рисунке 6 предоставлен график изменения температуры перекачиваемой нефти по магистральному нефтепроводу Уса-Ухта – Ярославль. На ГНПС нефть разогревается до 50 градусов и транспортируется далее, следующие НПС поддерживают температуру перекачиваемой нефти по необходимости.

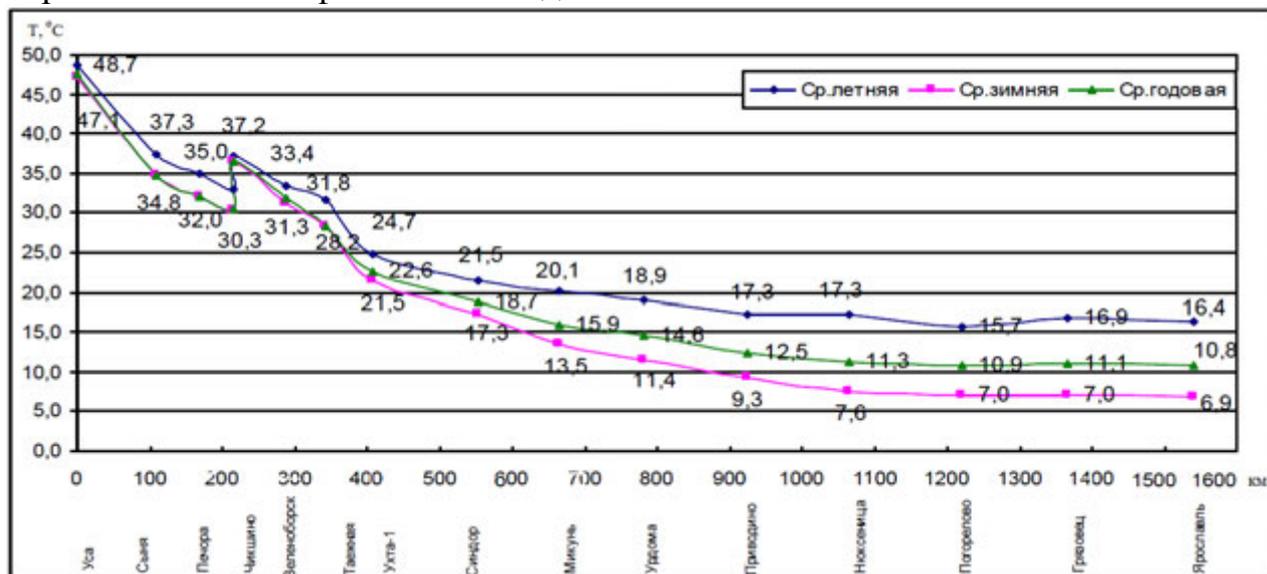


Рис. 5. Изменение температуры перекачиваемой нефти по МН «Уса Ухта» и «Ухта-Ярославль»

На нефтепроводе используется в качестве подогревателя печь трубчатая блочная ПТБ-10А.

Таблица 1

Параметры транспортировки высоковязкой нефти с применением технологии подогрева

| Параметр                            | Величина                      |
|-------------------------------------|-------------------------------|
| Производительность по продукту      | 900 м <sup>3</sup> /час       |
| Топливная мощность                  | 4,2 ГДж/час                   |
| Рабочее давление                    | до 6,4 МПа                    |
| Температура нефти на выходе из печи | не выше 70 °С                 |
| Потребляемое топливо                | природный газ                 |
| Количество горелок                  | 4 шт. КС-400                  |
| КПД, %                              | 71                            |
| Тепловые потери при эксплуатации, % | 8                             |
| Стоимость газа                      | 4 460 руб./м <sup>3</sup>     |
| Расход топлива                      | 1 393 885 м <sup>3</sup> /год |
| Затраты на подогрев на 1°С в год    | 420 000 руб/т                 |

Из характеристики печи видно, что затраты на подогрев являются существенной экономической нагрузкой при транспортировке нефти.

Экономическая целесообразность и эффективность применения комплексной обработки нефти заключается в следующем:

- повышение начальной температуры подогрева высоковязкой нефти на 3-4°C за счет кавитации, что составляет около 1 500 000 рублей в год экономического эффекта только с одного подогревателя приходящейся на одну тонну высоковязкой нефти;
- уменьшение вязкости нефти за счет комплексного метода, что в свою очередь приведет к уменьшению затраченной мощности подогревателей;
- улучшение реологических свойств нефти за счет разрыва углеродистых связей, что позитивно скажется на дальнейшей транспортировке и переработке нефти, позволив увеличить выход легколетучих фракций при атмосферной перегонке

Разработанная технология обладает наибольшей эффективностью при следующих свойствах нефти: вязкость до 300 мПа·с, начальная температура нефти 23-26 °С, плотность до 980 кг/м<sup>3</sup>, при числе кавитации  $X < 1$  и обязательном расположении оборудования после магистральных насосов.

Применяемая технология может быть использована проектными институтами для разработки промышленных систем транспорта высоковязкой нефти и магистральных нефтепроводов с диаметром до 300 мм, а также эксплуатирующими организациями при реконструкции нефтетранспортных систем

## Литература

1. Антипьев В.Н., Неволин А.П., Земенков Ю.Д. Работа промежуточных насосных станций при перекачке газонасыщенных нефтей/Нефтяное хозяйство.-1981.-№10.-С.46-48.

2. Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Шабаров А.Б. Моделирование гидродинамических процессов при трубопроводном транспорте углеводородов.//Интерстроймех -2005: Труды международной научно-технической конференции. Часть.1 -Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. -с. 79-82

3. Земенкова М.Ю., Сероштанов И.В., Курушина В.А., Торопов С.Ю., Земенков Ю.Д. Мониторинг надежности нефтегазового объекта с применением методов системного анализа//Территория Нефтегаз. -2013, № 10. -С. 80-86.

4. Ю.Д.Земенков, Л.М.Маркова, А.Д.Прохоров, С.М.Дудин. Сбор и подготовка нефти и газа. М.: Академия, 2009.

5. Земенков Ю. Д., Моисеев Б. В., Илюхин К. Н., Налобин Н. В. Математическая модель температурного режима трубопроводов в

вечномерзлых грунтах//Известия вузов. Нефть и газ. -Тюмень, 2012, № 4. - С. 96-99.

6. Земенков Ю.Д. Перспективы снижения энергетических затрат на транспорт углеводородов./Ю.Д. Земенков, С.М. Дудин, С.Ю. Подорожников, А.Н. Шиповалов//Известия вузов. Нефть и газ. -Тюмень: изд-во ТюмГНГУ, 2011. -№2 -С. 65-69.

7. Земенков Ю.Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. -М.: ООО «Инфра-Инженерия», 2006. -928 с.

8. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. -М.: Нефть и газ, 2003. -335 с.

9. Лурье М.В., Михайлов В.М. Расчет времени стекания пленки вязкого нефтепродукта с внутренней поверхности котлов транспортных цистерн//Известия вузов. Нефть и газ. -1977. -№ 4. -С. 77-80.

10. Пономарева Т.Г., Бранд А.Э. Проявление сверханомалии вязкости на кривых течения высокозастывающих нефтей и их смесей // Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014. Материалы XV Международной научно-практической конференции. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, 2014.- С.42

11. Шиповалов А.Н., Земенков Ю.Д., Торопов С.Ю., Дудин С.М., Курушина Е.В., Гульков А.Н., Акулов К.А. Организация эффективного аккумулирования энергоресурсов в системах трубопроводного транспорта. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова -СПб.: Недра, 2006. -208 с

12. Шпилевой В.А., Курушина Е.В., Земенков Ю.Д. Управление энергоемкостью в условиях российской экономики.//Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. -2012, № 3. -С. 61-65.

13. Vengerov A.A., Brand A.E. Oil cavitation treatment to prevent formation of paraffin deposits.// Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014. Материалы XV Международной научно-практической конференции. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, 2014.- С.36

14. Lurie M.V. Modeling of oil product and gas pipeline transportation// Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation 2009. С. 1-214.

15. Stashkovskaya N.V., Brand A.E. Pipelines of innovation and prosperity// Проблемы функционирования систем транспорта. Материалы Всероссийской заочной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию со дня основания Тюменского индустриального института. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014.- С.25-19.

# АНАЛИЗ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ ПОРОД ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (PETROPHYSICAL AND LOG DATA ANALYSIS OF THE ROCKS OF TIMAN-PECHORA OIL-AND-GAS PROVINCE)

Бурханов А.А.

(научный руководитель – к.г.-м.н. Беляков М.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Исследуемое месторождение находится в Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции (рис.1.), которая считается одной из крупнейших нефтегазоперспективных регионов России. Месторождение небольшое, расположено на Центрально-Хорейверском поднятии.

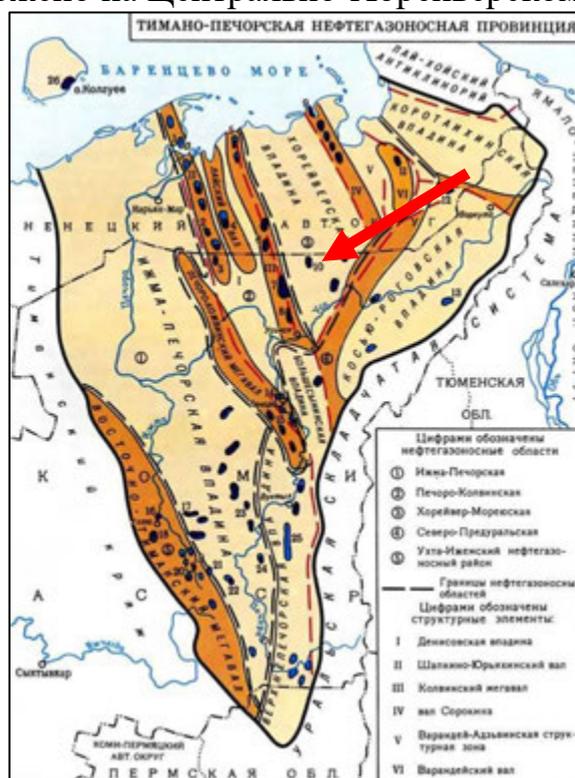


Рисунок 6. Расположение изучаемого месторождения на карте

Объектом исследования в работе являются отложения, отобранные с глубин 3213,0-3231,0 и 3278,0-3372,80 м, которые могут быть разделены на 3 интервала по характеру трещиноватости:

- Интервал 3213,0-3231,0 м. (C1ok). Породы характеризуются средней, относительно остальной части разреза, нарушенностью. Интервал представлен светло-коричневого и серого цвета, массивными, разнокристаллическими, нефтенасыщенными известняками.
- Интервал 3278,0-3331,0 м. (D3fmIII - D3fmIV). На данном промежутке отмечается наименьшая нарушенность по разрезу.

Породы представлены доломитистыми, плотными, в различной степени кристаллизованными разностями известняка.

- Интервал 3331,0-3372,80 м. (D3fmIII). Включает в себя отложения Девонской системы, отличаются наибольшей нарушенностью. Представлен серого, коричневого цвета, нефтенасыщенными, тонкотрещиноватыми известняками.

Следует отметить, что наибольший интерес представляли первый и третий интервалы, так как именно с них в результате испытания скважины был приток нефти с водой, а второй интервал оказался сухим.

**Первый этап** работы заключался в изучении тектонической нарушенности данного разреза. В разрезе были выделены 4 типа трещин:

- 1) Закрытые трещины (раскрытость менее 0.01 мм);
- 2) Открытые трещины (шириной более чем 0.01 мм);
- 3) Открытые трещины разрыва (открытые трещины, секущие напластования);
- 4) Открытые возможно техногенные трещины (считаются те трещины, происхождение которых не представляется возможным определить при визуальном способе изучения).

В результате были построены графики распределения трещиноватости от глубины (рис.2,3), и эти данные были сопоставлены с графиками коэффициента пористости, проницаемости (построенные по петрофизическим данным) и акустического каротажа. По анализу данных кривых были определены интервалы, на которых повышенные показания проницаемости определялись влиянием либо повышенной пористости, либо трещиноватости, либо обоих этих факторов.

Таким образом, следует отметить, что трещиноватостью исследуемых толщин нельзя пренебрегать, она оказывает наибольшее влияние на фильтрационно-емкостные свойства породы на интервалах 3120-3130 и 3345-3365 метров.

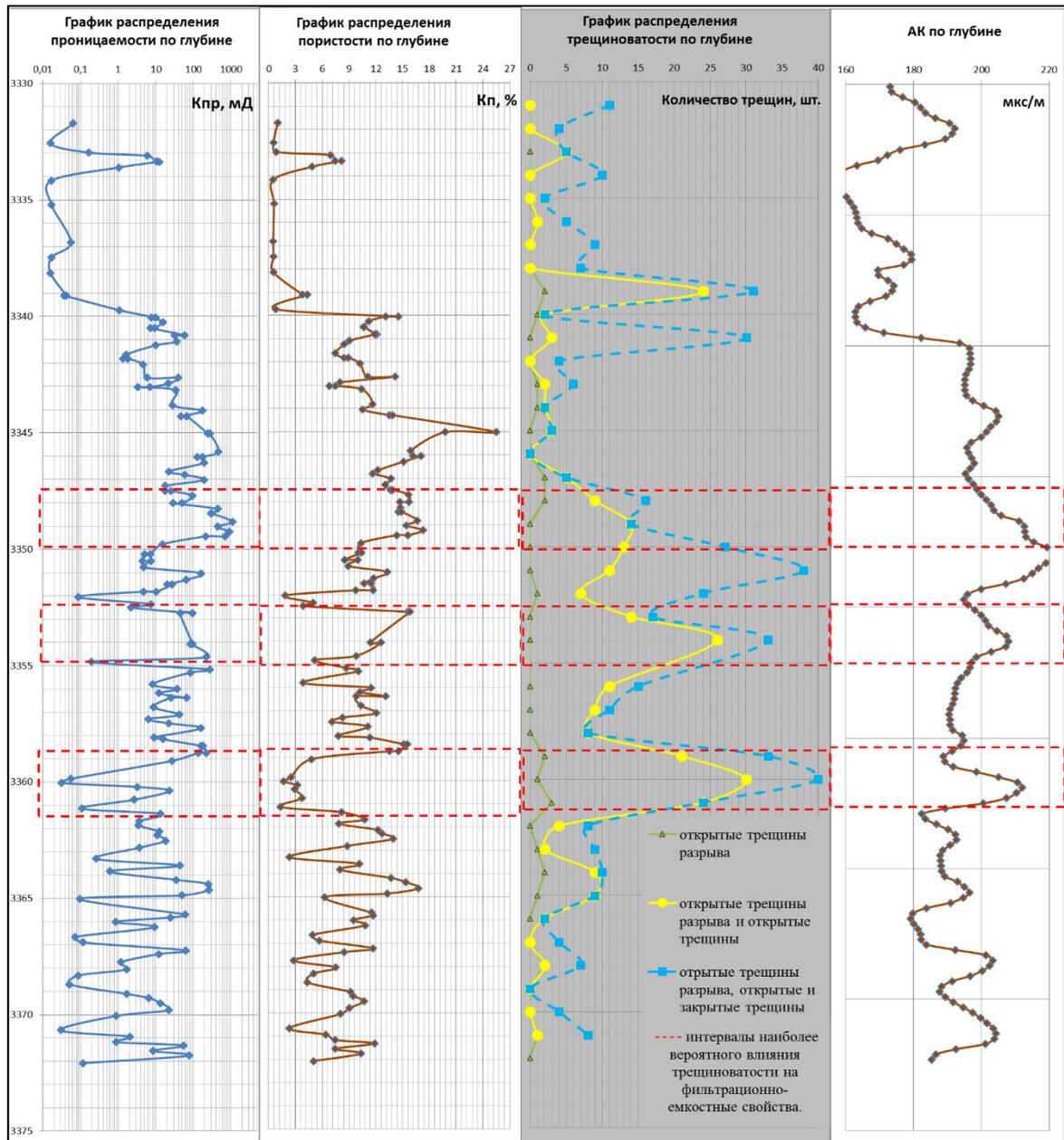
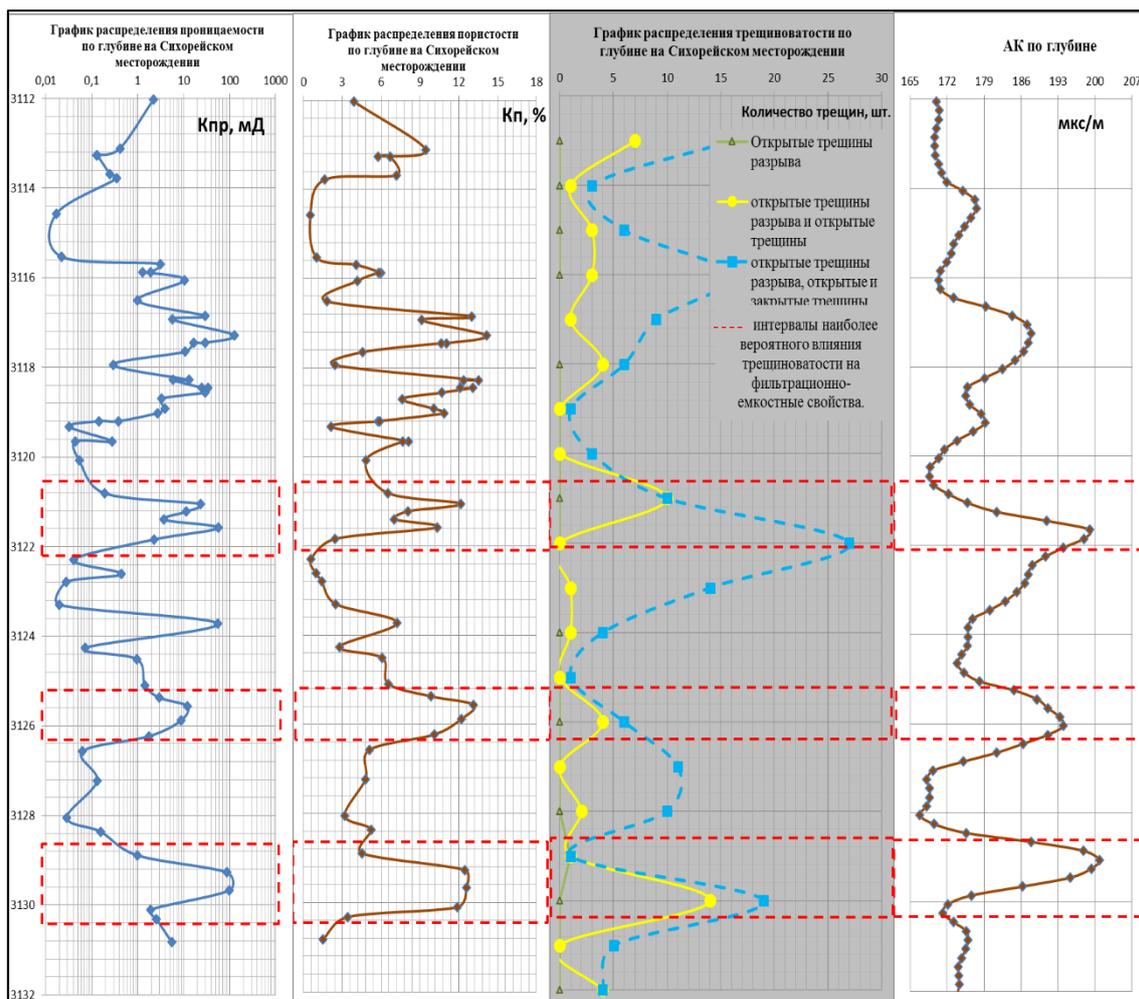


Рисунок 2. График распределения трещиноватости в зависимости от глубины для 3 интервала.



**Рисунок 3. График распределения трещиноватости в зависимости от глубины для 1 интервала.**

На втором этапе было проведено построение петрофизических связей для пород исследуемого интервала.

На основе исследований данного керна были построены связи следующего типа:

- «кern-кern»
- «кern-ГИС».

На рис.4,5 построены графики зависимости коэффициента проницаемости от пористости для первого и третьего интервалов, где наблюдается хорошая положительная корреляция.

Рис.6 отображает зависимость плотности породы от коэффициента пористости. На данном графике обнаруживается отличная отрицательная корреляционная связь с коэффициентом достоверности 0,979. Следует отметить, что на графике есть 2-3 точки, которые характеризуются небольшим отклонением от линии тренда, что объясняется наличием доломита в минеральном составе породы.

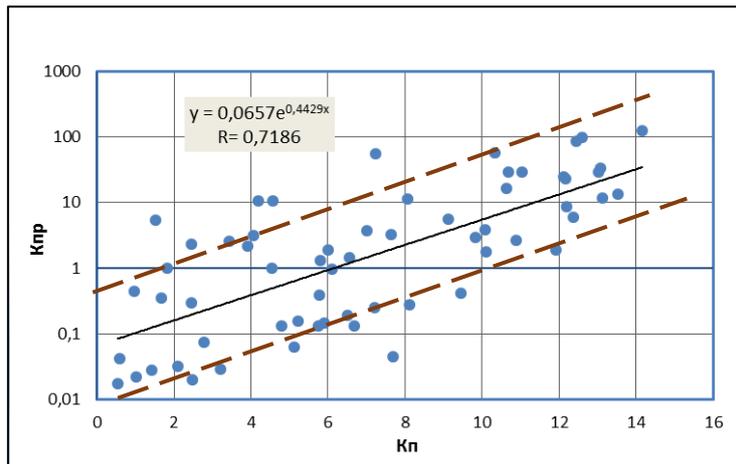


Рисунок 4. График зависимости  $K_{пр}$  от  $K_p$  для 1 интервала, Тимано-Печора.

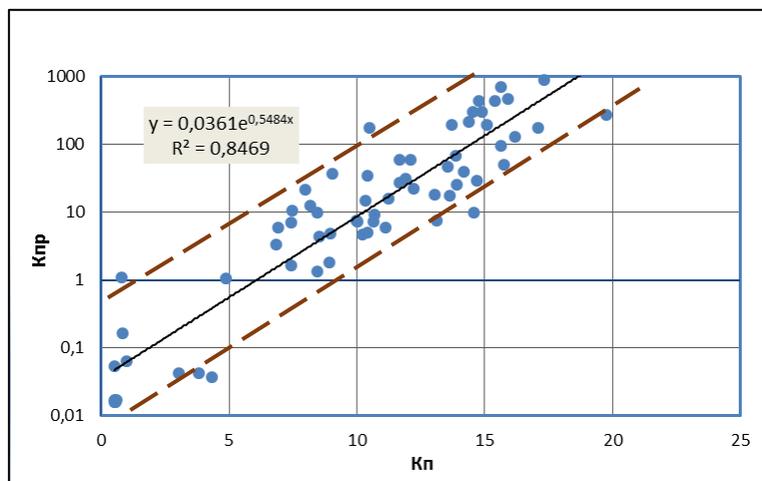


Рисунок 5. График зависимости  $K_{пр}$  от  $K_p$  для 3 интервала, Тимано-Печора.

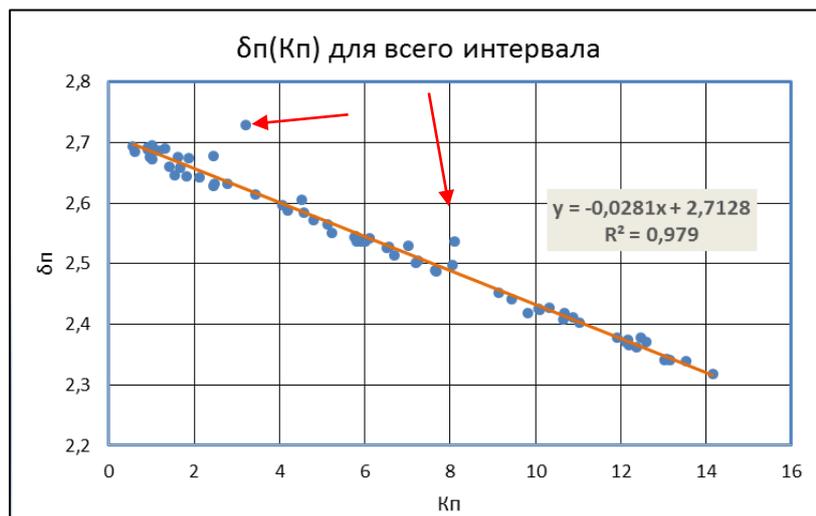


Рисунок 6. График зависимости  $\delta П$  от  $K_p$  для всего интервала, Тимано-Печора.

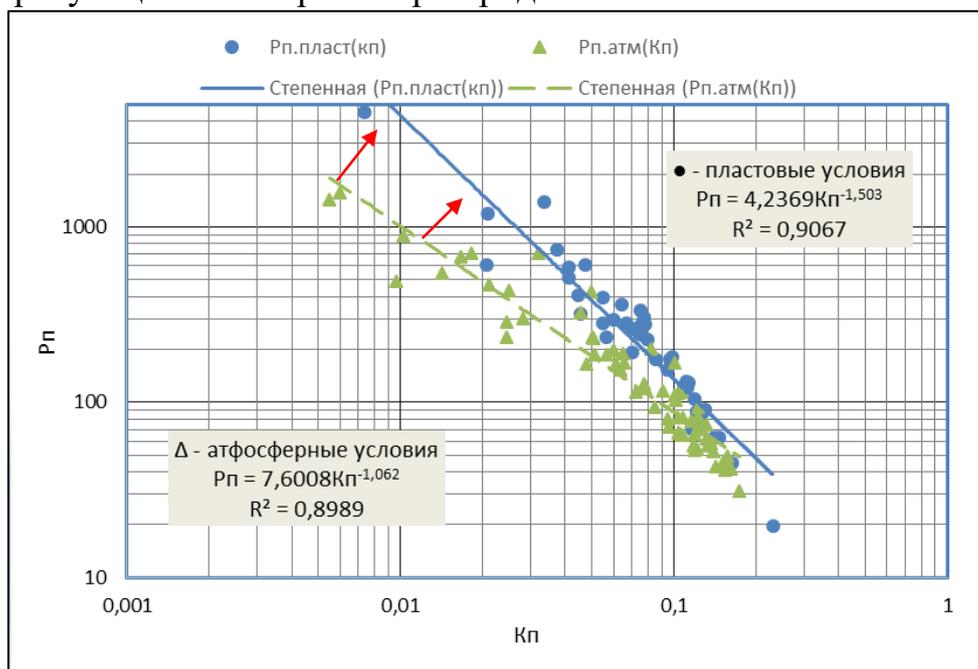
Процедура построения петрофизических зависимостей ориентируется на измерения, проводимые в лабораторных условиях ( $t=20^{\circ}\text{C}$  и  $P=1$  атм). На рис.7 построен график зависимости параметра пористости от коэффициента пористости при атмосферных и пластовых

условиях. Зависимости получились надежными, с отрицательным коэффициентом корреляции. В связи с тем, что невозможно исследовать все образцы в пластовых условиях, данные исследования проводятся для ограниченной коллекции керн, по которым строится система перехода зависимостей от атмосферных к пластовым условиям. Анализ данных показал, что график  $P_n(K_p)$  при пластовых условиях характеризуется меньшим наклоном кривой.

Как известно, параметр пористости  $P_n$  определяется следующей эмпирической формулой:

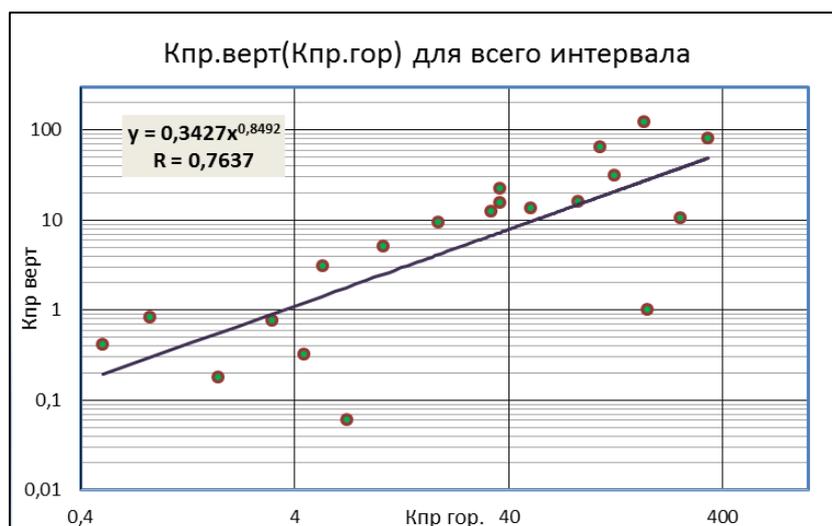
$$P_n = \frac{a}{k_n^m};$$

По построенному графику можно определить константы  $a$  и  $m$ , характеризующие геометрию пор породы.



**Рисунок 7. График зависимости  $P_n$  от  $K_p$  для всего интервала при атмосферных и пластовых условиях, Тимано-Печора.**

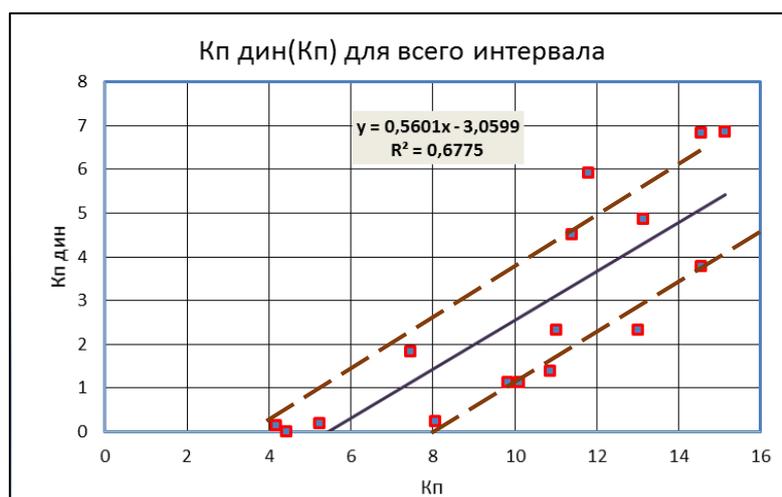
На рис.8 построен график сопоставления вертикальной от горизонтальной проницаемости. Зависимость получилась линейной, с коэффициентом корреляции 0,7637. Данная зависимость подтверждает тот факт, что исследуемые породы обладают анизотропией по проницаемости. Этот фактор необходимо учитывать при планировании процесса разработки данного месторождения.



**Рисунок 8. Сопоставление Кпр.верт от Кпр.гор для всего интервала, Тимано-Печора.**

При петрофизических исследованиях определение граничных значений коэффициента пористости (Кп.гр), проницаемости (Кпр.гр), эффективной пористости (Кп.эф.гр) и остаточной водонасыщенности (Кво.гр) является одной из важнейших задач. На рис.9,10,11,12 построены зависимости коэффициента динамической пористости от этих параметров. Зависимости получились надежными, с хорошим коэффициентом корреляции.

Исходя из полученных зависимостей, получим следующие значения граничных величин: Кп.гр=4-8%, Кпр.гр=2-6 мД, Кп.эф.гр=2-6%, Кво.гр=25-35%. Также следует заметить, что полученные граничные значения хорошо согласуются между собой.



**Рисунок 9. График зависимости Кп дин от Кп для всего интервала, Тимано-Печора.**

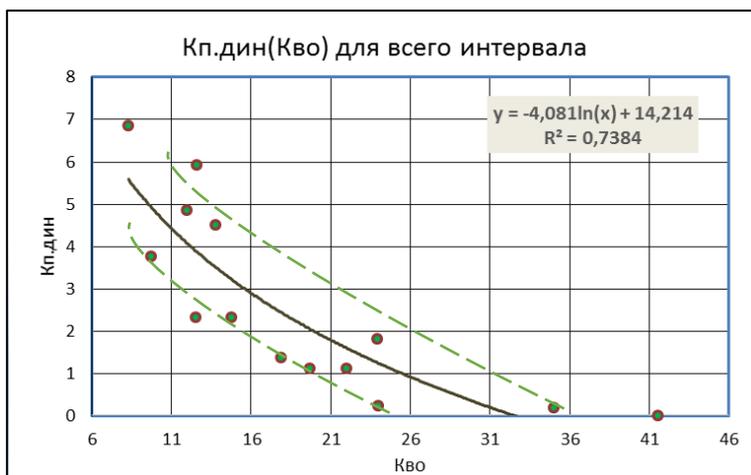


Рисунок 10. График зависимости Кп.дин от Кво для всего интервала, Тимано-Печора.

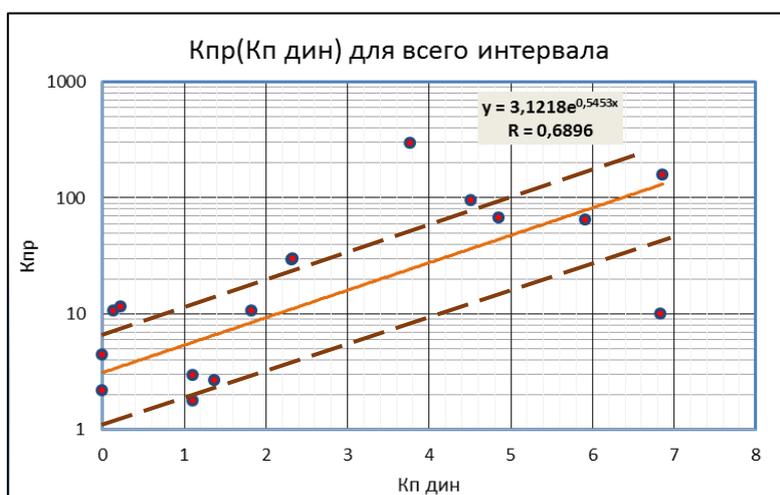


Рисунок 11. График зависимости Кпр от Кп.дин для всего интервала, Тимано-Печора.

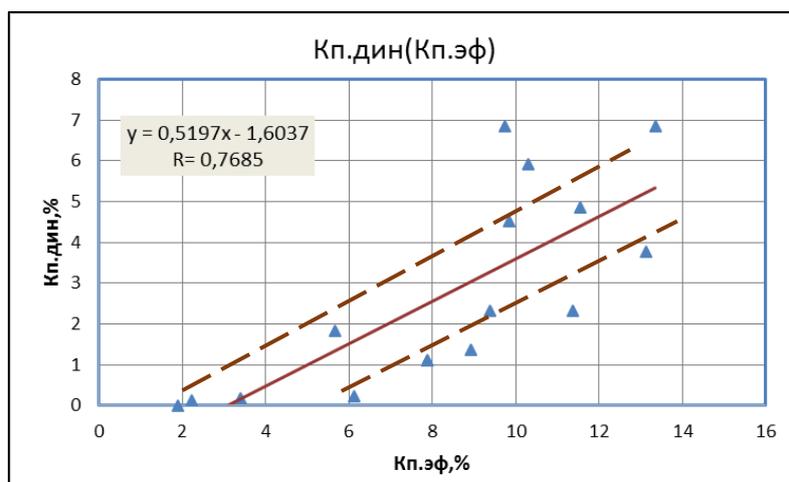
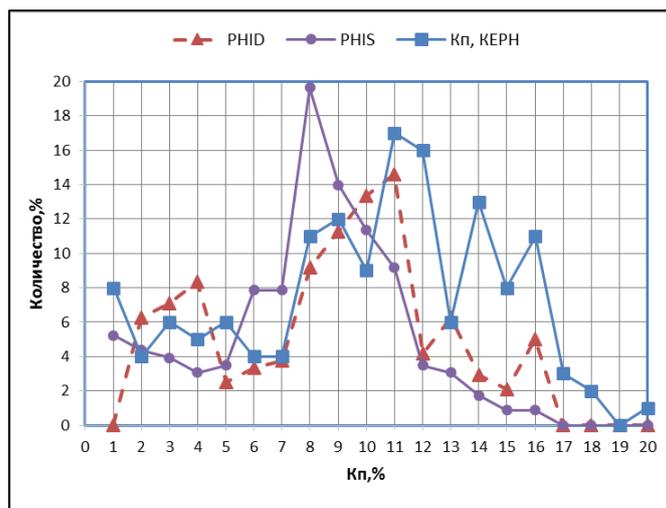


Рисунок 12. График зависимости Кп.дин от Кп.эф для всего интервала, Тимано-Печора.

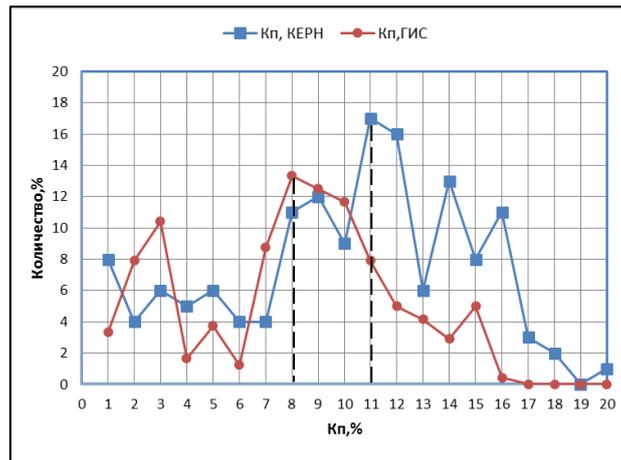
На рис.13 построены кривые нормального распределения  $K_p$  (по акустическому и плотностному методу), которые сопоставлены с коэффициентом пористости, определенного по керновым исследованиям. Из полученной зависимости хорошо наблюдается, как  $K_p$  по керну коррелируется с  $K_p$  по плотностному методу. Максимумы распределений соответствуют значению  $K_p=11\%$ . Распределение  $K_p$  по акустике отличается. Его максимум на 3% смещен влево. Объясняется же это тем, что породы данного интервала характеризуются повышенной трещиноватостью.

Рис.14 отображает кривые нормального распределения  $K_p$  по керну и по ГИС.  $K_p$  по ГИС рассчитывался как среднее арифметическое значение  $K_p$  по нейтронному, акустическому, плотностному методам. Максимум коэффициента пористости по керну расположен на 3% правее, чем по данным ГИС. Это объясняется следующими факторами:

- 1) Пониженные значения пористости по акустическим и нейтронным методам обусловленные высокой трещиноватостью пород.
- 2) Повышенные значения  $K_p$  по керну в результате изменения термобарических условий пород.



**Рисунок 13. Вариационные кривые нормального распределения  $K_p$  по керну, акустическому и плотностному каротажам, 2-3 интервалы, Тимано-Печора.**



**Рисунок 14. Вариационные кривые нормального распределения Кп по керну и ГИС, 2-3 интервалы, Тимано-Печора.**

Таким образом, на основе привлеченных петрофизических и каротажных данных, можно сделать *следующие заключения*:

- Были построены все основные петрофизические зависимости и получены уравнения, необходимые для количественной интерпретации данных ГИС.
- Был осуществлен анализ влияния трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства изучаемых пород.
- Установлены граничные значения коллекторских свойств пород.
- Осуществлено сопоставление петрофизических параметров (на примере Рп) при атмосферных и пластовых условиях.
- Осуществлено сравнение данных ГИС с данными керна.

### Литература

1. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2008. – 551 с.: ил.
2. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: «Недра». – 1990. – 312 с.: ил.
3. Кобранова В.Н. Петрофизика. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
4. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. Для вузов. 2-ое изд. перераб. и доп. Под редакцией доктора физико-математических наук Д.А.Кожевникова – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004, 368 с., ил.
5. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения) Учебное пособи в 2-х книгах. Кн. 1. – М.: Изд-во Моск. Ун-та, 2008. 112 стр., илл., рис. и табл.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СТИБИНОВ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА  
КОКСООБРАЗОВАНИЯ В ЗМЕЕВИКАХ ПЕЧЕЙ ПИРОЛИЗА  
(RESEARCH STIBINES AS AN INHIBITOR OF COKE FORMATION  
IN THE COIL OF STEAM CRACKING FURNACES)**

Василенко В.Ю., Сорокин Б.А., Карпов А.Б.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Жагфаров Ф.Г.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Одна из основных проблем нефтегазохимической отрасли в России является дефицит мощностей для производства мономеров. Именно поэтому процесс пиролиза является в настоящее время одним из наиболее актуальных и динамично развивающихся процессов нефтегазопереработки.

На заре своего развития, в 40-е годы XX столетия, процесс пиролиза использовался с целью получения ароматических углеводородов для нужд военной промышленности. С течением времени процесс был значительно трансформирован, и с начала 1990-х годов он стал базовым поставщиком легких олефиновых мономеров для нефтехимической отрасли [1]. В результате стремительного наращивания мощностей установок более остро стала ощущаться проблема закоксовывания реакторной и теплообменной аппаратуры.

Из-за высоких температур газа кокс непрерывно отлагается на стенках реактора и теплообменников технологической линии. Частицы кокса со стенок труб скапливаются на U-образных участках змеевиков печи, образуя тем самым гидравлическое сопротивление и препятствуя движению потока газов пиролиза. Постепенно отложения кокса в печи, ЗИА и в линии теплообменников становятся настолько значительными, что аппаратура должна быть очищена. Слой кокса на стенках реактора постепенно накапливается и уменьшает теплопередачу между металлом трубы и технологическим газом, а также увеличивает перепад давления в реакторе. Это может привести к прогару и разрушению пирозмеевиков. Кроме того, нарастание слоя кокса в реакторе также уменьшает эффективный объем реакционной зоны, тем самым уменьшая выход продукта.

Для компенсации негативного влияния коксоотложений, температура змеевиков, а также температура на входе в реактор должна быть постепенно увеличена. Через несколько недель непрерывной работы давление на входе достигает максимально допустимого значения, и печь должна быть остановлена для удаления кокса. В зависимости от конструкции змеевиков, сырья и параметров процесса длина пробега печи, как правило, ограничена и составляет от 30 до 70 суток. Частые процессы декоксования приводят к снижению производительности технологической

линии, влияют на срок службы печи и увеличивают операционные расходы.

Формирование кокса представляет собой сложный процесс, объединяющий каталитический и термический механизмы уплотнения. При температурах ниже 900 °С образование кокса в основном протекает по гетерогенно-каталитическому механизму. Никель и железо, входящие в состав сталей, из которых изготавливаются пирозмеевики, являются активными катализаторами процессов уплотнения. Причиной высокой каталитической активности никеля и железа является их электронное строение: у никеля(0) –  $3d^84s^2$  и железа(0) –  $3d^64s^2$ . Электронно-избыточные структуры этих атомов обеспечивают электронный перенос на молекулы низших олефинов при координации на поверхности металлов. При этом  $p_z$ -орбитали олефина взаимодействуют с  $d_{xz}$ -орбиталями металлов. Двойные связи в молекулах олефинов ослабляются и начинается процесс их олигомеризации (рисунок 1)

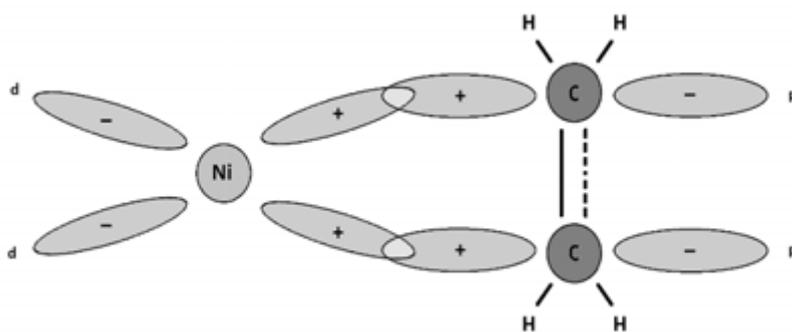


Рисунок 1 - Взаимодействие орбиталей 3d-металла и олефина

Начальной стадией олигомеризации является образование димера. Далее наблюдается рост цепи и число звеньев может достигать нескольких десятков с образованием продуктов уплотнения, которые при высокой температуре переходят в смолообразные тяжелые продукты и в дальнейшем образуют кокс.

При температурах выше 900 °С преобладает свободнорадикальное термическое коксообразование. При некаталитическом коксообразовании углеводороды термически разлагаются в газовой фазе в результате протекания свободно-радикальных реакций. Многие из этих реакций приводят к получению полезных соединений, таких как этилен, пропилен и тому подобное. Однако различные реакции рекомбинации могут привести к получению молекул с большей длиной цепи, которые могут быть захвачены в поверхностных углеродных волокнах. С течением времени данные предшественники кокса растут и становятся коксом, полностью выстилающим поверхность реактора. Другие длинноцепные молекулы могут покинуть реактор и сконденсироваться на участке

охлаждения. Конечным результатом данных некаталитических реакций будет образование дополнительного количества кокса и/или тяжелых конденсатов, следствием образования их обоим будет уменьшение количества получаемого этилена.

При температурах промышленного пиролиза – от 700 до 900 °С – может формироваться кокс трех типов, отличающихся строением (макроструктурой): волокнистый нитевидный ленточный (дендрит) или игольчатый, слоистый анизотропный, образующий прочную плёнку, и аморфный («пушистый»), изотропный, образующий относительно непрочную плёнку.

Исследования показали, что наиболее эффективным путем борьбы с закоксовыванием аппаратуры является введение в реакционную зону веществ, ингибирующих коксообразование. По механизму воздействия ингибиторы могут быть разделены на несколько групп:

#### 1. Катализаторы газификации кокса.

Данные вещества представляют собой водные растворы солей различных металлов (обычно Na и K). Механизм действия данных соединений состоит в том, что они катализируют разложение кокса водяным паром, а также способствуют размягчению структуры кокса, что также упрощает его газификацию, но практика использования (в том числе на российском заводе ОАО «Казаньоргсинтез») показала, что данные соединения практически не уменьшают скорость коксообразования и не продлевают пробег печей [2].

#### 2. Вещества, образующие защитные покрытия.

Механизм действия большинства подобных агентов основан на их термическом разложении в зоне реакции с образованием продуктов, формирующих на поверхности металлических стенок труб защитную пленку, препятствующую каталитическому коксообразованию. Наиболее широкое применение нашли сернистые соединения, например диметилдисульфид (2,3-дитиабутан). Данные ингибиторы обеспечивают значительное снижение коксообразования, вследствие чего получили наибольшую распространённость. К недостаткам данных агентов стоит отнести корродирующее воздействие, пожаро- и взрывоопасность, токсичность, а также то, что они способны подавлять лишь каталитическое коксообразование.

На основе патентных исследований было выявлено, что в последние годы за рубежом широкое распространение получил процесс пассивации иницирующего коксообразования никеля на катализаторах крекинга. Чаще других в качестве пассиваторов предлагаются различные соединения сурьмы.

Для исследования эффекта подавления коксования змеевиков печей пиролиза на установке лабораторного типа при атмосферном давлении были испытаны органические соли сурьмы – стибины. Корпус реактора и смесительная камера были выполнены из легированной стали AISI 304 (08X18H10), приближённые по составу к материалу труб пирозмеевиков печей (X23H18 [3]).

В качестве сырья пиролиза были использованы этановая фракция, пропан-бутановая фракция и фракция прямогонного бензина, характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – характеристики используемого сырья

| Сырьё | Характеристики  | Метод определения состава |
|-------|---|---------------------------|
| Этан  | содержание этана – 75%, пропана 15%, бутанов – 5%   | ГОСТ 14920                |
| ПБФ   | содержание пропана – 50%, н-бутана – 20%, и-бутана – 15%  | ГОСТ 10679                |
| Нафта | пределы выкипания 45-167 °С, относительная плотностью $\rho_{20}^4 = 0,7090$ , содержание ароматических углеводородов- 5% | ГОСТ Р 52714 (метод Б)    |

Опыты пиролиза проводились при температурах 800-900°С, условном времени контакта 0,4 с и степени разбавления сырья 70% масс.

Для оценки эффективности разрабатываемого ингибитора были проведены испытания при различной температуре как с использованием ингибитора, так и без него, проведены анализы газов пиролиза и регенерации, и охарактеризована величина коксообразования в каждом случае. Результаты исследований представлены в таблице 2, при этом эффективность применяемого ингибитора составляет более 88%, что превосходит аналогичные показатели у существующих аналогов [1,3,4]:

Таблица 2 – Снижение коксообразования с применением ингибиторов

| Сырьё | Снижение коксообразования с применением ингибитора, % |                   |                      |                |       |
|-------|---|-------------------|----------------------|----------------|-------|
|       | Стибины   | Диметил-дисульфид | Трифенил-фосфиноксид | Диметил-диамин | Поташ |
| Этан  | 89  | 85                | -                    | -              | 7     |
| ПБФ   | 89  | 85                | -                    | -              | 7     |
| Нафта | 88  | 83                | 81                   | 75             | 10    |

Учитывая тот факт, что серосодержащие соединения также значительно снижают коксообразование, был испытан комплексный состав солей сурьмы в диапазоне дозировки от 10 до 100 ppm совместно с добавкой серосодержащего соединения – диметилсульфоксида в количестве 10-100 ppm. В качестве метода нанесения было выбрано онлайн-нанесение ингибирующего покрытия, то есть непрерывная подача ингибитора с сырьевым потоком. В результате экспериментов были получены зависимости, представленные на рисунке 2.

Исходя из полученных данных, а также данных представленных в [5] было сделано заключение, что оптимальной является концентрация стибинов в 60-80 ppm, так как дальнейшее ее повышение не ведет к увеличению эффективности ингибирования. Оптимальная концентрация диметилсульфоксида в составе ингибитора составляет 60 ppm.

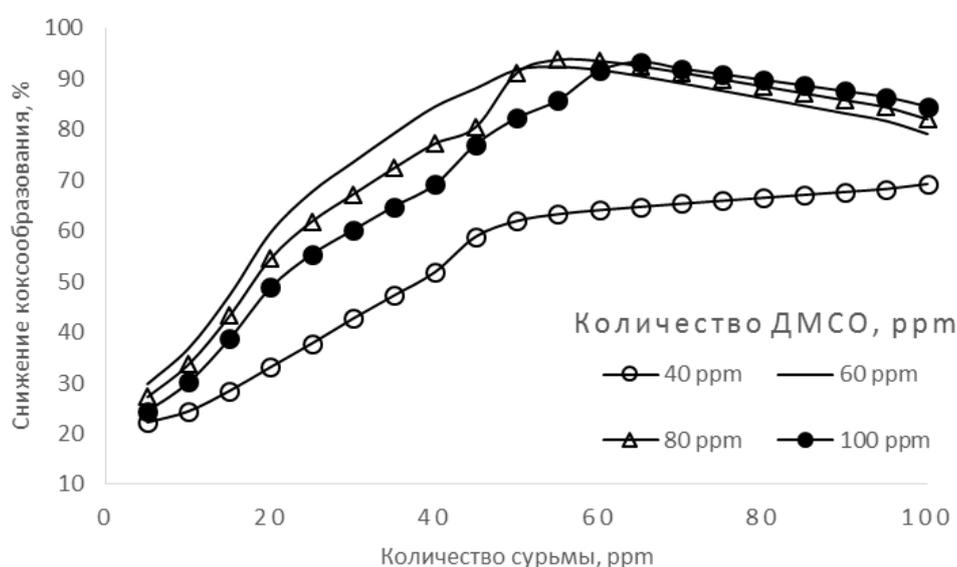


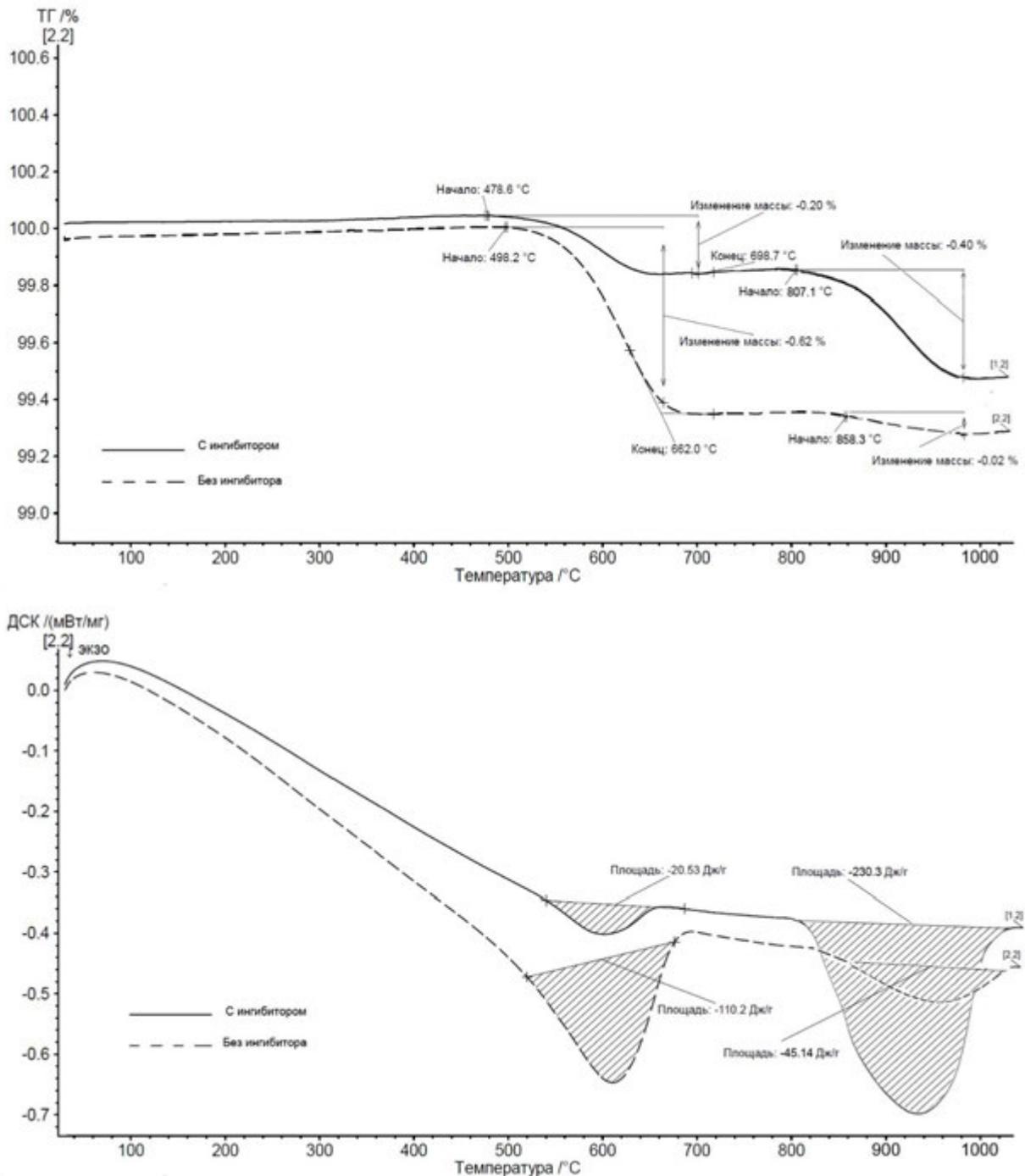
Рисунок 2 – Зависимость коксообразования от концентрации сурьмы и ДМСО (при 850°C)

Для определения механизма действия ингибитора был проведен ТГ-ДСК анализ. Для проведения анализа использовали кольцо, изготовленное из той же стали, что и лабораторный реактор. Кольцо подвешивалось в зоне протекания процесса пиролиза на время проведения опыта. Затем закоксованное кольцо подвергали регенерации в токе воздух/кислород, фиксируя при этом изменение массы и суммарный тепловой эффект.

Как видно из кривых ТГ (рисунок 3), процесс регенерации протекает ступенчато, в связи с наличием на поверхности металла двух типов кокса – анизотропного и нитевидного кокса.

При этом, можно отметить, что для варианта с применением ингибитора выгорание нитевидного кокса начинается при более низкой

температуре и количество данного типа кокса существенно меньше, что подтверждает предположение о том, что сурьма блокирует каталитические центры на поверхности стали змеевка.



**Рисунок 3 – ТГ/ДСК-кривые процесса регенерации**

Выгорание анизотропного кокса (пироуглерода) с применением ингибитора протекает более интенсивно, что можно объяснить тем, что из-за введения добавок структура пироуглерода становится более рыхлой и окисление кокса протекает легче.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что стибины блокируют образование метастабильных промежуточных карбидов, образуя прочные, термически стабильные поверхностных соединений, на которых нитевидный кокс не может сформирован.

Кроме того, микроскопические исследования подтвердили, что при добавлении к сырью солей сурьмы нитевидный кокс практически не образуется (рисунок 4).

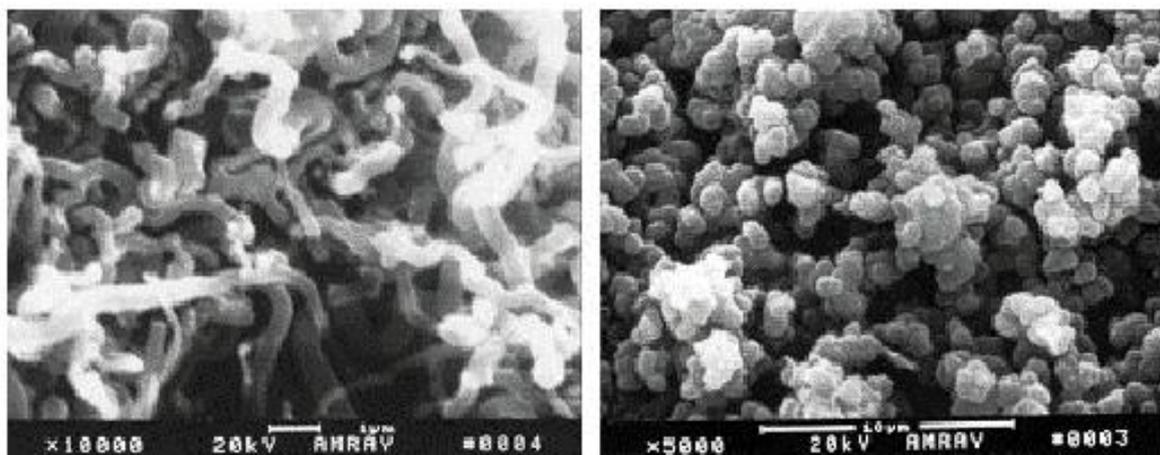


Рисунок 4 – СЭМ анализ отложений кокса на поверхности стали без применения ингибитора (слева) и с дозированием 80ppm Sb +60ppm ДМСО (справа)

По результатам проведенных исследований было выявлено, что соединения сурьмы в сочетании с ДМСО значительно уменьшают коксообразование в процессе пиролиза. Наибольший эффект был достигнут при сочетании 80 ppm стибин и 60 ppm ДМСО, коксообразование при этом снижалось более чем на 88%, по сравнению с экспериментами без использования ингибиторов.

Таким образом в данной работе была показана перспективность использования солей сурьмы в качестве ингибитора коксообразования. Наряду с хорошими эксплуатационными характеристиками (пожаро- и взрывобезопасность, нетоксичность, низкая коррозионная активность, нелетучесть) данный ингибитор показал высокую ингибирующую способность, что делает его конкурентноспособным ингибитором коксообразования.

### Литература

- Адельсон, С.В. Технология нефтехимического синтеза / С.В. Адельсон, Т.П. Вишнякова, Я.М. Паушкин. – М.: «Химия», 1985. – 608 с.

- ООО «Траст Хим Групп» [электронный ресурс]  
URL: <http://trastcg.com/036767035/0488721828.htm>, / режим доступа свободный. (Дата обращения 01.03.2015)
- Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. – М.: Букстрим, 2013. – 172с.
- D.Salari, A. Niaei, J. Towfighi // Iranian J. of Chem. Eng. V.6 №1, 2009. - P. 12-22
- Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Василенко В.Ю., Сорокин Б.А. // НефтеГазоХимия №4, 2014. - С. 24-27

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С  
МНОГОЗОННЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ  
НЕФТИ В ОАО «ЛУКОЙЛ»  
(LUKOIL COMPANY EXPERIENCE OF HORIZONTAL WELLS  
MULTI-STAGE FRACTURING FOR HARD-TO-EXTRACT OIL  
RESERVES DEVELOPMENT)**

Галкина О.А.

(научный руководитель - начальник Управления повышения нефтеотдачи  
пластов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н. Веремко Н.А.)

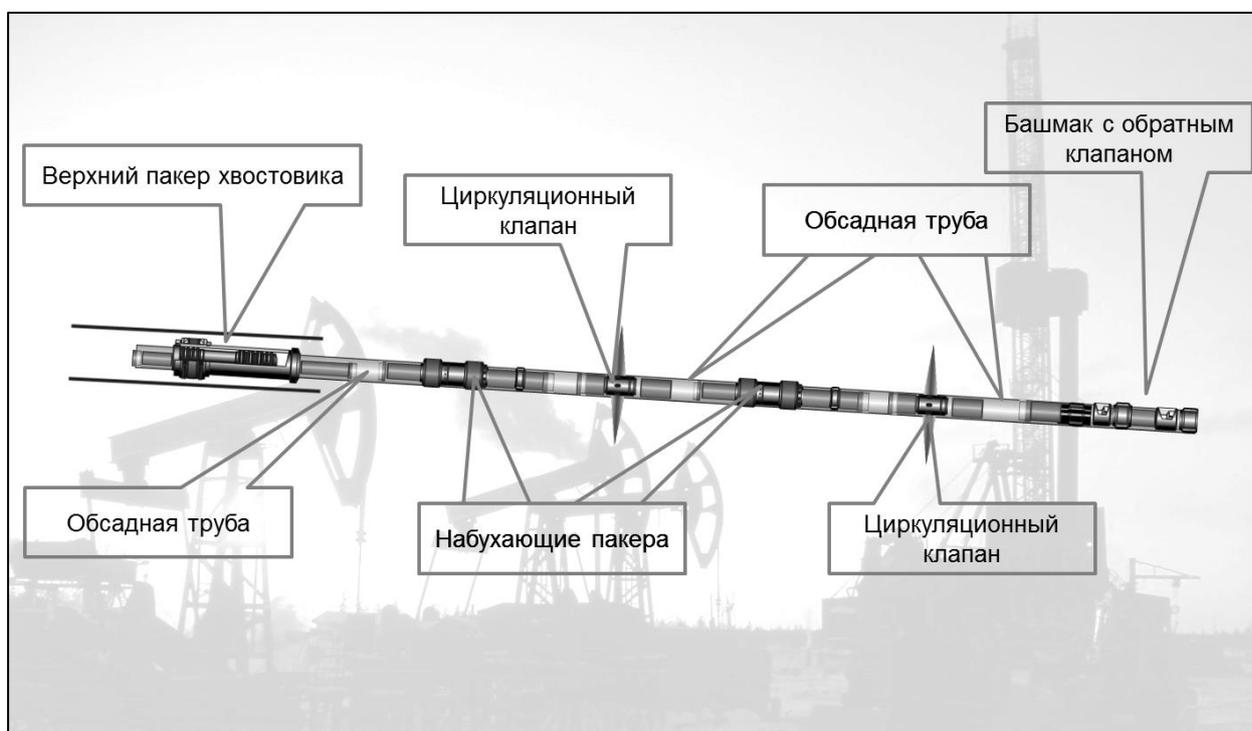
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Одним из основных регионов, в котором ОАО «ЛУКОЙЛ» активно ведет свою деятельность, является Западная Сибирь. На сегодняшний день большинство высоко- и среднепроницаемых объектов региона выработаны или находятся в активной разработке. С развитием новых технологий разработки низкопроницаемых объектов таких, как многозонный гидроразрыв пласта (МГРП), появилась возможность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых юрских (ЮР) и ачимовских объектов (Ач) с низкой проницаемостью в Западной Сибири. Первый многозонный гидроразрыв пласта на терригенных месторождениях в данном регионе Компания совместно с компанией «Шлюмберже» провела в 2011 году.

Залежи Ач и ЮР представляют собой терригенные коллекторы и характеризуются высокой изменчивостью толщин по простиранию, нефтенасыщенности по разрезу, значительной расчлененностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Разработка соответствующих трудноизвлекаемых запасов без применения методов интенсификации добычи в большинстве случаев нерентабельна, а в отдельных случаях невозможна.

Разбуривание месторождений соответствующих объектов велось в Компании преимущественно наклонно-направленными скважинами (ННС) с гидроразрывом пласта (ГРП). Дебиты данных скважин не превышали 20 т/сут [1, стр.49]. При этом дебит скважин снижался вдвое за первые полгода работы после проведения ГРП. Проанализировав опыт применения многозонного ГРП за рубежом, где данная технология была освоена для добычи сланцевой нефти и сланцевого газа, ОАО «ЛУКОЙЛ» совместно с сервисными компаниями России произвела ряд работ по строительству горизонтальных скважин с последующим их многозонным ГРП. Первая ГС была пробурена Тевлинско-Руссинском месторождении на объекте ЮС1/1. Дебит по нефти данной скважины составил 98,2 т/сут, что послужило основанием к принятию масштабной программы опытно-промышленных работ (ОПР) по проведению многозонного ГРП на горизонтальном участке скважин в Западной Сибири.

Технология многозонного (многостадийного, селективного, многократного, многоциклового) ГРП впервые была применена в США и Канаде на низкопроницаемых объектах для добычи нефти и газа из сланцев. Принцип данной технологии состоял в следующем: производилось бурение горизонтальной скважины, на горизонтальном участке скважины поинтервально проводился ГРП, при этом образовавшиеся трещины закреплялись проппантом. За счет многочисленных трещин в пласте увеличивался эффективный радиус скважины и соответственно приток флюида. В США при разработке месторождений сланцевого газа количество ГРП на одном горизонтальном участке (ГУ) достигало 40 операций. В России среднее количество ГРП на одном ГУ на первоначальном этапе ввода ГС с МГРП составляло 4-5 операций. Для заканчивания ГС с применением технологии многозонного ГРП использовались системы шаров и посадочных седел (рис. 1).



**Рис.1.** Компоновка хвостовика с МГРП ( на примере 2-х портов).

В ОАО «ЛУКОЙЛ» применяются схемы заканчивания и конструкции горизонтальных скважин, в которых транспортная секция 178 мм колонны спускается до входа в продуктивный пласт и цементируется, горизонтальный ствол обсаживается 114,3 мм хвостовиком, оборудованным разбухающими пакерами, которые изолируют друг от друга порты ГРП [2].

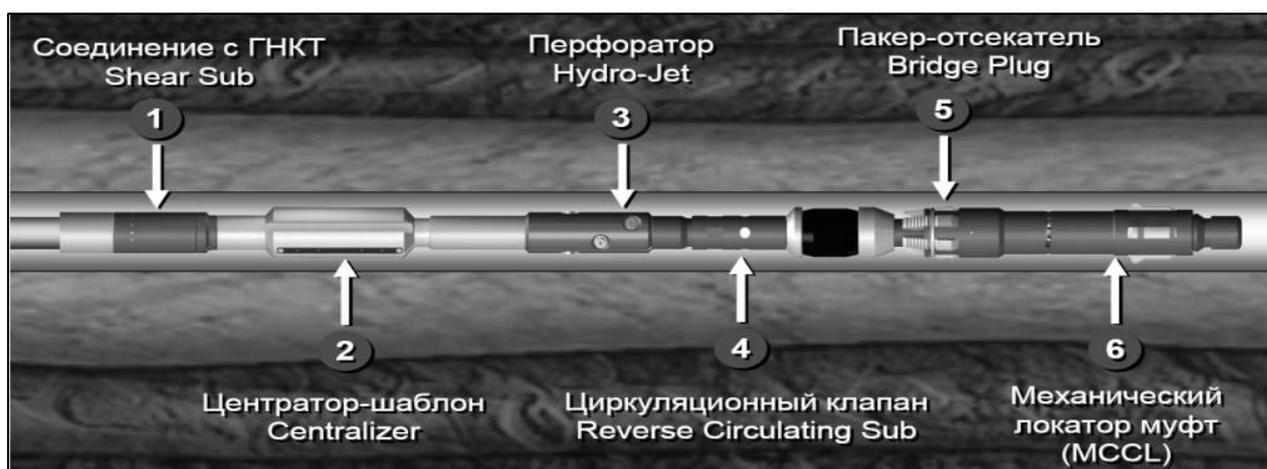
По технологическим параметрам ГС с 2011-2014 гг. распределяются следующим образом:

- 285 скважин с длиной хвостовика 400-600 м - 4-5 МГРП;
- 50 скважин с длиной хвостовика 700-1200 м - 6-8 МГРП.

Большинство скважин оборудуются портами для проведения 4-5-ти зонного ГРП (через 100 -200м). Это позволяет охватить воздействием все участки ствола. Для разбухания пакеров необходимо, чтобы скважина простаивала от четырех дней до двух недель.

Далее последовательно выполняются операции ГРП по закачке 10-60 т пропанта (в зависимости от удаленности до водонасыщенных пластов). В отдельных скважинах (всего около 30 скважин в 2011 году) шаровые системы (посадочные седла и шары) разбуриваются фрезом на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), затем осуществляется промывка скважины и ее освоение.

С 2012 года в системах заканчивания горизонтальных скважин с МГРП в Компании кроме шаровых систем используются гибкие трубы и гидropескоструйная перфорация (рис.2). Было выполнено 10 скважин с длиной хвостовика 200-300 м и 2-3 интервальным ГРП.



**Рис.2.**Схема компоновки МГРП с применением ГНКТ.

Варианты и последовательность технологии с использованием ГНКТ приведены ниже:

- применяется цементированный хвостовик;
- многозонный ГРП проводится в одну спуско-подъемную операцию на ГНКТ после гидropескоструйной перфорации;
- разобщение зон ГРП осуществляется перепосадкой пакера-отсекателя (надувного, механического, гидравлического).

Преимущества данной технологии заключаются в том, что выдерживается полнопроходной диаметр скважины в отличие от компоновки с портами и изолирующими шарами, снижается время на обработку и запуска скважины в работу (отсутствует операция разбуривания шаров).

Всего с начала внедрения технологии заканчивания горизонтальных с использованием шаровых систем, и систем с использованием ГНКТ и гидropескоструйной перфорации скважин, за 2011-2012 годы введено в эксплуатацию 198 скважин с дебитами нефти в первый год работы от 42 до 120 т/сут при вводе. Дебит по нефти горизонтальных скважин с МГРП по отношению к стандартным горизонтальным скважинам увеличился в 2-3,8 раз, к наклонно-направленным с ГРП – в 2,2-5 раз (табл.1).

**Табл.1.**Кратность дебитов по нефти новых скважин месторождений Западной Сибири

| Месторождение          | Кратность дебитов по нефти |               |
|------------------------|----------------------------|---------------|
|                        | ГС с МГРП - ННС            | ГС с МГРП- ГС |
| Месторождение 1, ЮС1   | 4,9                        | 3,8           |
| Месторождение 2, ЮВ1   | 3,0                        | 1,8           |
| Месторождение 3, ЮВ1/1 | 2,2                        | -             |
| Месторождение 4, АВ    | 2,1                        | 3,1           |

По результатам эксплуатации горизонтальных скважин с МГРП отмечается увеличение накопленной добычи нефти (на примере объекта ЮВ 1 Месторождения 2– для наклонно-направленных с ГРП за первые 1,5 – 2 года эксплуатации отобрано 8-12 тыс. тонн, для ГС с МГРП за 1 год – 38-42 тыс. тонн.

На сегодняшний день целями Компании является совершенствование технологии МГРП и внедрение ее на месторождениях не только Западной Сибири, но и Предуралья (Пермь), Коми.

Задача повышения эффективности МГРП на месторождениях Компании сводится к разработке решений, направленных на:

- оптимизацию расположения портов ГРП на ГУ скважины;
- оптимизацию массы пропанта в зависимости от положения ВНК, наличия глинистых перемычек в пласте-коллекторе;
- применение новых химических реагентов для повышения проводимости трещин ГРП.

К одним из приоритетных направлений совершенствования технологии МГРП на ГУ скважин является новая технология TTS (TEXAS TWO STEP).Суть этой технологии заключается в том, что ГРП на ГУ скважин проводится не последовательно, а в измененном порядке. В

пласте по причине изменения вектора напряжений в пространстве между трещинами создается эффект дополнительной трещиноватости. Технология предусматривает наличие в компоновке заканчивания скважины управляемые порты, которые переходят из положения открыто - закрыто при помощи гибкой трубы со специальным инструментом. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» в 2013-2014 гг. было введено 8 ГС с МГРП по технологии TTS. Кратность дебитов нефти скважин с применением технологии TTS в табл.2. Как видно из таблицы, технология позволяет достичь дебита нефти, превышающего дебит нефти в ННС с ГРП в 4 раза и в 2 раза по ГС с МГРП.

Технология TTS открывает новые возможности в разработке низкопродуктивных скважин, и может быть проведена в качестве повторного МГРП на скважинах, дебит которых снизился и эксплуатация скважины оказалась не рентабельной.

**Табл.2.**Кратность дебитов по нефти скважин с применением технологии TTS

| Месторождение        | Кратность дебитов нефти |               |
|----------------------|-------------------------|---------------|
|                      | TTS-ННС с МГРП          | TTS-ГС с МГРП |
| Месторождение 1, ЮС1 | 4,6                     | 1,9           |
| Месторождение 2, Ач  | 3,0                     | 1,2           |
| Месторождение 3, Ач  | 3,9                     | 1,5           |
| Месторождение 4, Ач  | 4,9                     | 2,6           |
| <b>В целом:</b>      | <b>4,1</b>              | <b>1,8</b>    |

В результате опытно-промышленных работ по строительству ГС с применением МГРП происходит повышение эффективности эксплуатационного бурения и NPV проектов за счет сокращения количества скважин и увеличения дебита нефти; вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов (низкоэффективных и низкорентабельных); увеличение охвата пластов выработкой и КИН. При этом максимально учитывается геологическое строение: компоновка для МГРП подбирается индивидуально для каждой скважины в зависимости от длины и диаметра ствола скважины, а также наличия обводненных пропластков. Использование заколонных набухающих пакеров решает проблему изоляции обводненных интервалов для обеспечения селективности между зонами ГРП. В зависимости от геолого-

геофизических характеристик пласта-коллектора регулируется длина горизонтального ствола (от 300 до 1200м).

Технология разработки низкопроницаемых объектов с использованием ГС с МГРП эффективно применяется на месторождениях компании: всего по состоянию на 2014 год было введено 335 горизонтальных скважин с МГРП, добыто более 7,8 млн. тонн нефти. Но, как показывает опыт, среди успешных примеров по разработке соответствующих объектов существует ряд объектов с высокой расчлененностью пласта, сложным геологическим строением, разработка которых с использованием МГРП на ГС не всегда эффективна. В связи с этим необходимо решать задачи по оптимизации данной технологии и совершенствовании критериев отбора скважин-кандидатов для проведения бурения ГС с последующим ее МГРП.

### Литература

1. Муляк В.В., Чертенков М.В., ОАО «ЛУКОЙЛ», Шамсуаров А.А., Потрясов А.А., ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Вахрушев В.В., Сартаков А.М., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть». Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных ГРП в горизонтальных скважинах. Научно технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». Выпуск 11'2011.- стр. 48-51.
2. М.В. Чертенков, Н.А. Веремко. Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ОАО «ЛУКОЙЛ». Материалы VIII Международного технологического симпозиума 20-21 марта 2013 гг., г. Москва.

# **ПРОБЛЕМА НАКОПЛЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (THE ACCUMULATION AND PROCESSING OF WASTE OIL REFINING INDUSTRY)**

Гурылёва Н. Л., Тимрот С.Д.

(научный руководитель – к.т.н., доцент Тимрот С. Д.)

Ярославский государственный технический университет

Проблема повышения экологической безопасности и эффективности при обращении с нефтесодержащими отходами актуальна практически в каждом нефтедобывающем регионе России. Эффективное решение проблемы переработки и утилизации нефтяных отходов во многом связано с активной инновационной деятельностью, с необходимостью внедрения новых дорогостоящих технологий и оборудования.

Сложный химический состав таких отходов, способность изменять свои свойства под воздействием внешних факторов, высокая реакционная способность и коррозионная активность не позволили до настоящего времени создать универсальный способ их утилизации и переработки.

Главной задачей исследования стал поиск наиболее экономичного и эффективного метода утилизации тяжелых нефтесодержащих отходов с целью снижения антропогенной нагрузки от их воздействия на окружающую среду.

Объектом исследования в данной работе являлся нефтяной шлам – твердый отход нефтеперерабатывающего предприятия ОАО «Славнефть-ЯНОС», полученный от установки «Флоттвег» методом центрифугирования ловушечной нефти.

Цель работы – исследовать физико-химические свойства нефтешлама «Флоттвег», получить битумную пасту с применением в качестве твердого эмульгатора нефтешлама – «Флоттвег», отвечающую требованиям ГОСТ.

В ходе проведенных исследований был установлен состав анализируемого нефтесодержащего отхода, в частности, было определено содержание органической, минеральной частей и воды; определен групповой и гранулометрический состав нефтешлама, его кислотное число. Результаты анализа нефтесодержащего отхода представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, нефтешлам «Флоттвег» значительно обводнен. Кислотное число составляет 0-13,7 мг КОН/гр продукта, следовательно, данный нефтешлам в своем составе содержит небольшое количество кислых компонентов, представленные слабыми (карбоновыми, нафтеновыми, асфальтогеновыми) кислотами, т. е. отсутствуют сильные кислоты (серная и сульфокислоты) или они находятся в малых количествах.

Таблица 1 – Результаты физико-химического анализа нефтешлама «Флоттвег»

| Наименование показателя      | Нефтешлам «Флоттвег» |
|------------------------------|----------------------|
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> | 1220-1240            |
| Кислотное число, мг КОН/г    | 0-13,7               |
| Массовая доля компонента, %: |                      |
| – вода;                      | 40,8 - 48,5          |
| – органическая часть;        | 27,4 – 23,6          |
| – минеральная часть          | 28,1 – 31,75         |

Плотность нефтешлама, определение которой проводилось пикнометрическим методом, превышает 1000 кг/м<sup>3</sup>, что обусловлено значительным содержанием минеральной части.

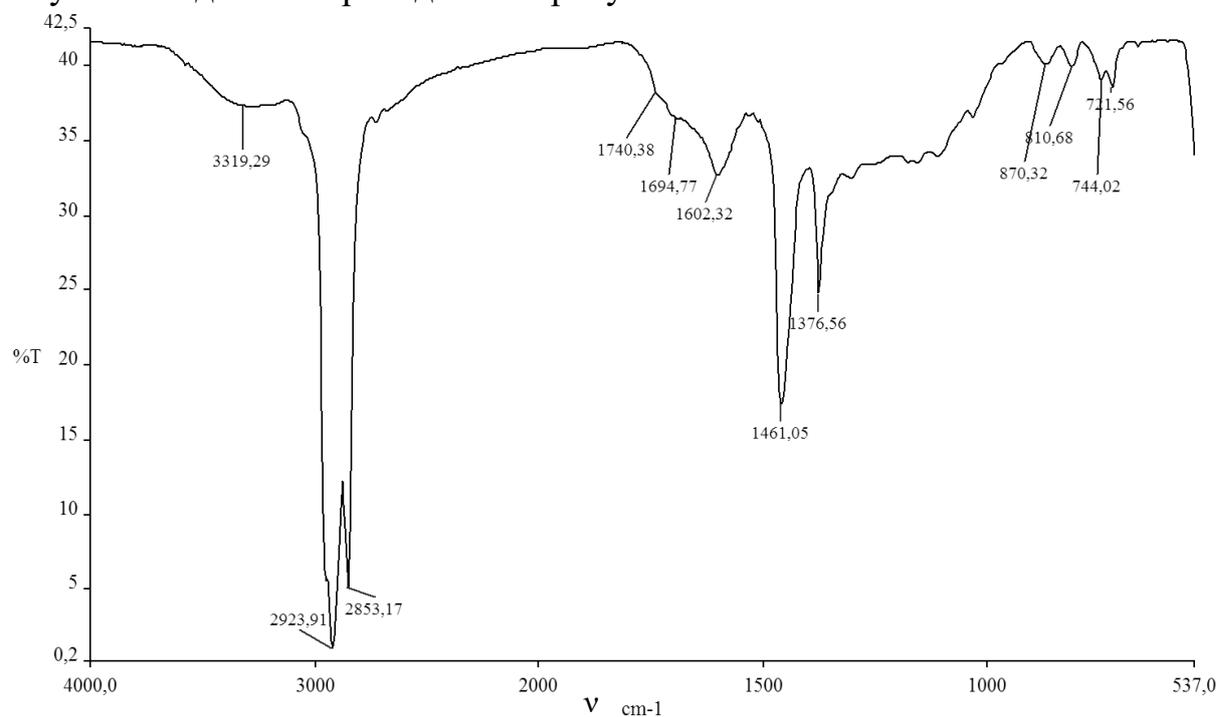
Для поиска эффективного способа утилизации нефтяного шлама «Флоттвег» необходимо знать его гранулометрический состав. Определение гранулометрического состава проводили по ГОСТ 10268-80 расеевом усредненных проб на ситах (таблица 2).

Таблица 2 – Гранулометрический состав нефтяного шлама «Флоттвег»

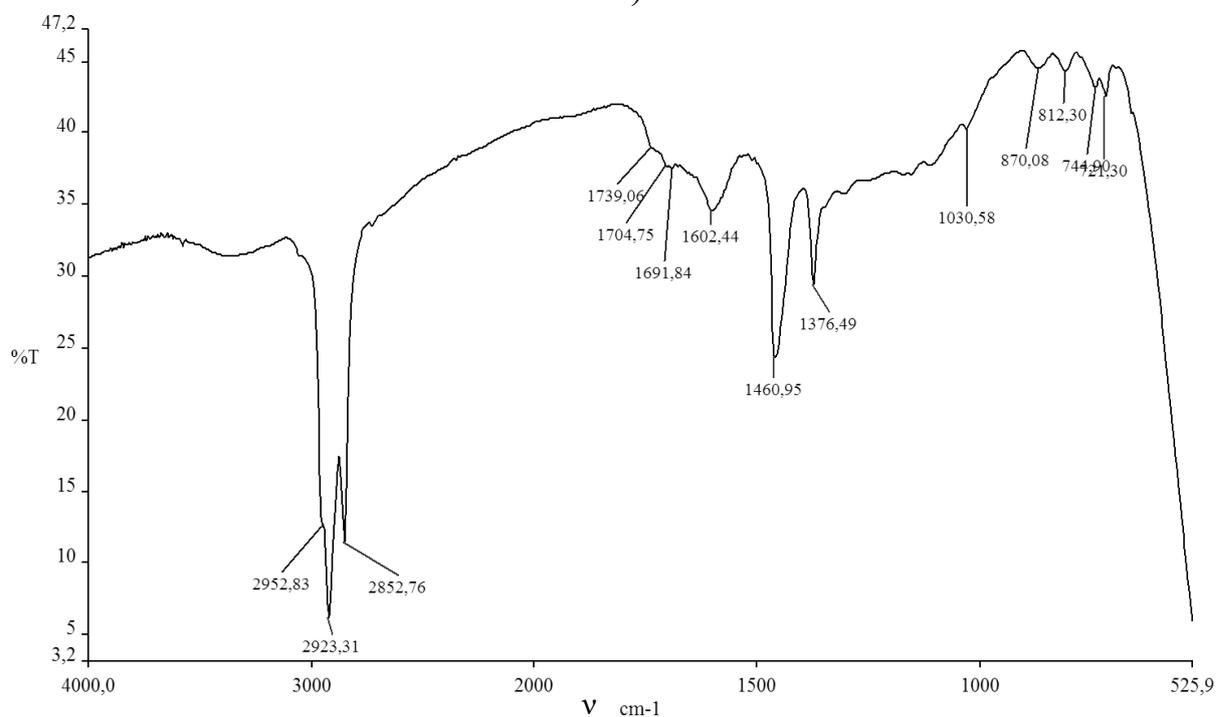
| Размер частиц d, мм | Содержание фракций, % |
|---------------------|-----------------------|
| 0,630 < d < 1       | -                     |
| 0,5 < d < 0,630     | -                     |
| 0,315 < d < 0,5     | 1,7 ± 0,09            |
| 0,16 < d < 0,315    | 22,5 ± 1,13           |
| 0,125 < d < 0,16    | 5,6 ± 0,28            |
| 0,1 < d < 0,125     | 2,3 ± 0,12            |
| d < 0,1             | 67,9 ± 3,40           |
| Всего               | 100                   |

Из таблицы 2 видно, что минеральная часть нефтяного шлама «Флоттвег» содержит в своем составе в основном фракцию меньше 0,1 мм (67,9%), что говорит о высокой дисперсности. Можно предположить, что данный отход можно использовать в качестве твердого эмульгатора в дорожном строительстве для приготовления битумных паст и мастик.

С целью более глубокого изучения органической части нефтешлама были сняты инфракрасные спектры поглощения. Спектры снимались с использованием растворителя хлороформа, а также в микрослое. Полученные данные приведены на рисунках 1а и 1б.



а)



б)

Рисунок 1 – Инфракрасные спектры органической части нефтешлама «Флоттвег»: а) в хлороформе; б) микрослой

Как видно из рисунка в спектре можно отметить полосы  $2923 \text{ см}^{-1}$ , и  $2853 \text{ см}^{-1}$ , которые соответствуют валентным колебаниям  $\text{CH}_2$  и  $\text{CH}_3$  групп. Четко видны полосы  $1462 \text{ см}^{-1}$  и  $1456 \text{ см}^{-1}$ , соответствующие деформационным колебаниям  $\text{CH}_2$  и  $\text{CH}_3$  групп.

Полоса поглощения  $3305 \text{ см}^{-1}$  вызвана колебаниями ОН групп и обусловлена содержанием воды в исследуемом веществе.

Наибольший интерес представляет полоса поглощения  $1602 \text{ см}^{-1}$ , которая соответствует валентным колебаниям ароматических колец.

В литературе имеется методика определения углерода в ароматических, парафиновых и нафтеновых структурах методом спектрального анализа в инфракрасной области.

Зависимость содержания углерода в ароматических и парафиновых структурах тяжелых нефтяных остатках определяется по коэффициентам поглощения в максимумах полос при  $1600 \text{ см}^{-1}$  и  $2850 \text{ см}^{-1}$  соответственно. Для расчета используются следующие уравнения:

$$C_A = 710,19K_{1600} - 11,55,$$

$$C_{II} = 62,93K_{2850} - 31,54,$$

$$C_H = 100 - (C_A + C_{II}),$$

где  $C_A$ ,  $C_{II}$ ,  $C_H$  – содержание углерода в ароматических, парафиновых и нафтеновых структурах соответственно;

$K_{1600}$  – коэффициент поглощения в максимуме полосы  $1600 \text{ см}^{-1}$ ;

$K_{2850}$  – коэффициент поглощения в максимуме полосы  $2850 \text{ см}^{-1}$ .

После обработки экспериментальных данных были получены следующие значения содержания углерода в структурных группах:

Таблица 3 – Ориентировочная оценка состава органической части нефтешлама

| Вид структуры | Содержания углерода в структурных группах, % |
|---------------|--|
| Ароматические | 12,61  |
| Парафиновые   | 4,93   |
| Нафтеновые    | 82,46  |

Таким образом, установлено, что органическая часть нефтешлама содержит в основном нафтеновые углеводороды.

Полученные данные могут быть использованы при применении нефтешлама в качестве органического вяжущего материала и в качестве мягчителя-наполнителя для производства резиновых смесей.

Перспективным направлением является переработка нефтешлама в битумные пасты. Битумные пасты – это вяжущий материал альтернативный классически используемому битуму, позволяющий выполнять дорожно-строительные и ремонтные работы более технологичными способами, проводить их при неблагоприятных погодных условиях, значительно улучшить качество дорожных покрытий, продлить сезон дорожно-строительных работ на 1,5-2 месяца.

В работе была испытана возможность применения нефтешлама «Флоттвег» в качестве минерального ПАВ (твердого эмульгатора при производстве битумных паст).

На рисунке 2 представлена разработанная схема получения битумных паст.

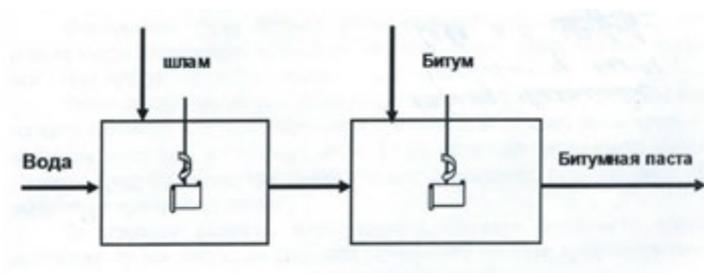


Рисунок 2 – Блок-схема получения битумных паст из нефтешлама

Битумная эмульсия получается механическими методами за счет диспергирования с использованием специальных гомогенизаторов (это быстро вращающиеся механизмы с модифицированным числом Рейнольдса 2500-3000).

Пасты с применением в качестве эмульгатора нефтешлама «Флоттвег» имеют высокую стабильность и однородность, образуют при высыхании устойчивую пленку битума, покрывающую минеральный материал.

Поскольку оптимальный состав был установлен ранее в работах, то нашей задачей стал подобрать оптимальную температуру для битумной пасты и время перемешивания в гомогенизаторе. Температуру варьировали в диапазоне 105-150°C, а время перемешивания от 0,5 до 5 минут.

В таблице 4 представлены результаты исследований. Определялась условная вязкость и однородность битумных паст по ГОСТ 18659-81.

Таблица 4 – Состав и показатели качества полученных битумных паст

| № п/п | Температура | Время перемешивания, мин. | Устойчивость битумной пасты  | Однородность на сите 1,25мм,% | ГОСТ 18659-81 Однородность на сите 1,25 мм,% | Условная вязкость, с | ГОСТ 18659-81, усл. вязкость, с |
|-------|-------------|---------------------------|------------------------------|-------------------------------|--|----------------------|---------------------------------|
| 1     | 140-150     | 5                         | устойчивая, однородная смесь | 0,03                          | Не более 2%                                  | 15                   | 5-20                            |
| 2     | 140-150     | 2                         | устойчивая, однородная смесь | 0,05                          |  | 16                   |                                 |
| 3     | 105-110     | 2                         | устойчивая, однородная смесь | 0,28                          |  | 10                   |                                 |
| 4     | 140-150     | 0,5                       | устойчивая, однородная смесь | 0,01                          |  | 8                    |                                 |

Как видно из таблицы 4 однородность на сите и условная вязкость полученных битумных паст удовлетворяют требованиям стандарта. Пасты, приготовленные при температура 140-150 °С получились более однородные, чем паста, приготовленная при температуре 105-110 °С. Более вязкая паста получилась при температуре 140-150°С и времени перемешивания 0,5 минуты.

Анализ кривых течения битумных паст показал, что они проявляют себя как типичные бингамовские жидкости с псевдопластичным характером течения. Вязкость пасты уменьшается при увеличении скорости сдвига (рисунок 3). Реологические исследования паст могут быть использованы для расчета гидродинамики процесса их получения.

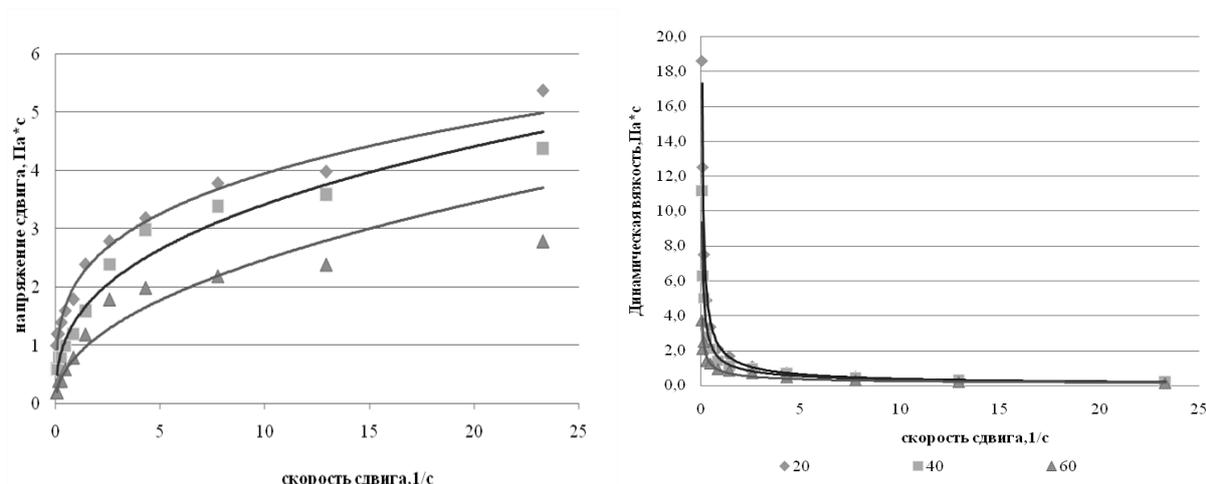


Рисунок 3 - Зависимость напряжения сдвига и динамической вязкости от скорости сдвига битумной пасты при различных температурах

Для окончательного вывода о пригодности битумной пасты в качестве комплексного органического вяжущего изготовили органоминеральные смеси. Образцы были приготовлены и проанализированы в соответствии с требованиями ГОСТ 12801-98 на теплый асфальтобетон типа «Д». Данные представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Показатели качества асфальтобетона

| Наименование показателя                                  | Состав асфальтобетона<br>Песок-70%<br>Мин.порошок-30%<br>Битумная паста-20% | Требования ГОСТ 30491-97 (для оснований) | Требования ГОСТ 9128-97 (Для плотного асфальтобетона) |
|--|---|--|---|
| 1.Пористость минерального состава, % по объему           | 20,8 ±0,6   | -  | 18...22   |
| 2.Остаточная пористость, % по объему                     | 3,3 ±0,1  | -  | 2...5   |
| 3.Водонасыщение, % по объему                             | 2,84 ±0,1   | <10                                      | 1...4   |
| 4.Набухание, % по объему                                 | 0,01-0,03   | <2,0                                     | <1,0  |
| 5.Прочность при сжатии, МПа при 20°С<br>при 50°С         | 4,03 ±0,1<br>1,17 ±0,03   | ≥1,4<br>≥0,5                             | ≥2,2<br>≥0,9  |
| 6.Коэффициент водостойкости                              | 0,95 ±0,03  | ≥0,6                                     | ≥0,75   |
| 7.Коэффициент водостойкости при длительном водонасыщении | 0,76 ±0,02  | -  | ≥0,65   |

Изготовленный асфальтобетон имеет показатели соответствующие требованиям ГОСТ не только на органоминеральные смеси для оснований (ГОСТ 30491-97), но и более жестким требованиям для верхнего слоя плотного асфальтобетона (ГОСТ 9128-97).

По результатам проведенных исследований предложена принципиальная схема получения битумных паст (рисунок 4).

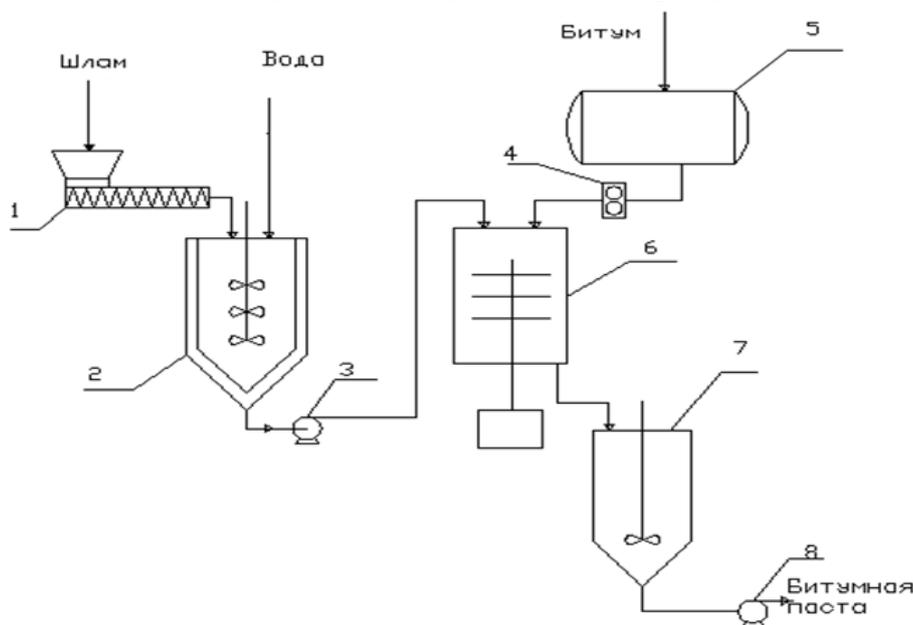


Рисунок 4 - Принципиальная схема получения битумных паст:  
 1- дозатор шлама; 2- емкость для эмульгатора (шлама); 3 - центробежный насос; 4 – битумный насос; 5 - битумный котел, 6 - многодисковый диспергатор ЭМ-25; 7-емкость для битумной пасты;  
 8- центробежный насос.

Битум из котла 5 шестеренчатым насосом подается по трубопроводу в диспергатор 6. Одновременно водная суспензия эмульгатора (шлама) с узла подготовки 2 из емкости насосом по трубопроводу направляется в диспергатор 6. Смесь интенсивно перемешивается. Готовая паста по трубопроводу поступает в хранилище.

Для приготовления паст может быть использован серийно выпускаемый многодисковый диспергатор (коллоидная мельница) марки ЭМ-25, модифицированное число Рейнольдса, которого в пределах от 2000 до 9400 (рисунок 5).

Принцип действия многодискового диспергатора состоит в том, что битум и водный раствор эмульгатора продавливаются через многочисленные отверстия в системе подвижных и неподвижных дисков. Образующиеся в результате многократных срезов мельчайшие битумные капли стабилизируются в растворе эмульгатора.

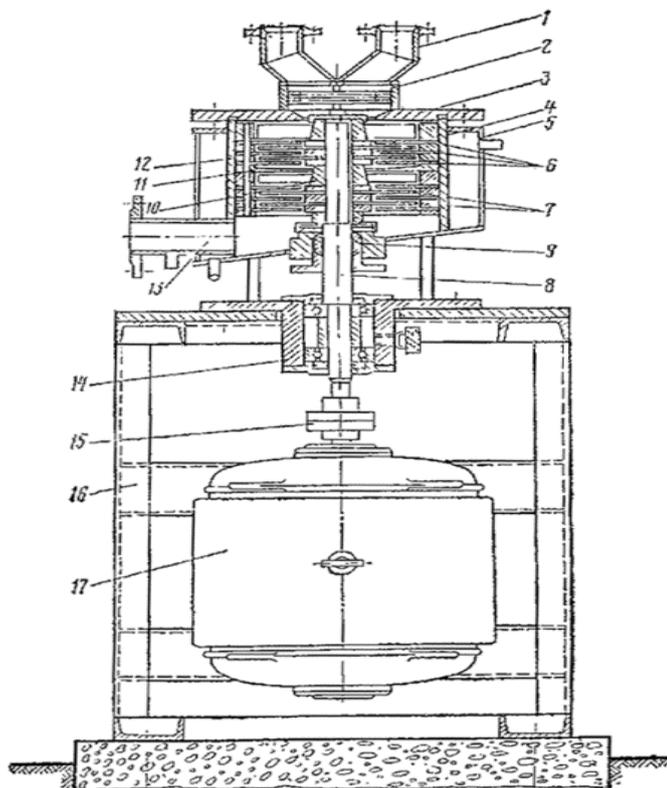


Рисунок 5 - Схема устройства многодискового диспергатора ЭМ-25:  
 1 - выходные патрубки; 2 - фильтр; 3 - крышка; 4 - корпус; 5 - паровая рубашка; 6 - неподвижные диски; 7 - вращающиеся диски; 8 - вал диспергатора; 9 - сальник; 10 - крыльчатка; 11 - сгонное кольцо; 12 - распорные кольца; 13 - выходной патрубок; 14 - подшипниковая коробка; 15 - соединительная муфта; 16 - рама; 17 - электродвигатель.

Применение данной технологии позволит утилизировать опасные нефтесодержащие отходы в товарный продукт, снизить загрязнение окружающей среды и улучшить экологическую обстановку в нефтедобывающих регионах России.

### Литература

1. Гурылёва, Н. Л. Переработка высокотоксичных отходов – важнейшая задача охраны природы / Н. Л. Гурылёва, С. Д. Тимрот // Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Охрана окружающей среды и здоровья населения», Ярославль, 16 марта 2010. - С. 91-95.
2. Гурылёва, Н. Л. Битумные эмульсии и пасты из нефтесодержащих отходов / Н. Л. Гурылёва, С. Д. Тимрот, Е. Н. Шишкина // Материалы VIII Региональной студенческой научной конференции с международным участием «Фундаментальные науки – специалисту нового века» 19-21 апреля 2010, Иваново. - Т.2. - с. 46.

3. Гурылёва, Н.Л. К вопросу об утилизации крупнотоннажных отходов нефтеперерабатывающих производств / Н.Л. Гурылёва, С.Д. Тимрот // Современные тенденции в науке: новый взгляд, Тамбов, 29 ноября 2011. - Ч 6. -С.45-46.

## ВЛИЯНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ ЭФФЕКТОВ ФИЛЬТРАЦИИ НА ПРОЦЕСС ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Дударева О.В.

(научный руководитель - профессор Шагапов В.Ш.)  
БФБашГУ

В последние годы, в связи с сокращением запасов углеводородного сырья большую актуальность приобретает разработка пластов со сверхнизкой проницаемостью. Имеющиеся экспериментальные данные [1–3] показывают, что при фильтрации жидкости через такие пласты, при малых градиентах давления, линейный закон Дарси не выполняется.

В связи с ограничениями измерительного оборудования зависимости скорости фильтрации от градиента давления не могут быть получены во всем диапазоне градиентов давления. В качестве наиболее простой идеализации процесса принимается, что течение жидкости через пористую среду отсутствует, если величина градиента давления становится ниже некоторой предельной величины  $q$ . Таким образом, фильтрация жидкости происходит только в тех зонах, где градиент давления выше этой предельной величины.

Изучению нелинейных эффектов фильтрации посвящено значительное число работ [4–7]. Закон фильтрации с предельным градиентом давления применительно к вязкопластичным жидкостям был предложен А.Х. Мирзаджанзаде [8].

### **Модель нелинейной фильтрации с предельным градиентом давления**

Для учета нелинейных эффектов, обобщенный закон Дарси запишем в виде

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \eta, \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости,  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости жидкости,  $\eta$  – безразмерный коэффициент, учитывающий фактор нелинейности.

Фактор нелинейности примем как:

$$\eta = 1 - \left( q / \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \right)^\gamma \quad \text{при} \quad \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \geq q, \quad (2)$$

$$\eta = 0 \quad \text{при} \quad \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| < q.$$

Здесь  $q$  – предельный градиент,  $\gamma$  – показатель степени, определяющий темп выхода закона фильтрации к линейному закону Дарси с ростом величины градиента давления.

Отметим, что закон фильтрации, предложенный А. Х. Мирзаджанзаде [7-8], соответствует случаю  $\gamma=1$ . Также интересными представляют значения  $\gamma=1/2$  и  $\gamma=2$ , характеризующие низкий и высокий темпы выхода к линейному закону фильтрации.

Сжимаемость флюида в процессе фильтрации будем учитывать в линейном приближении и тогда для зависимости плотности от давления будем иметь

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha(p - p_0)). \quad (3)$$

Из уравнения неразрывности, записанного в пористой среде, принимая закон фильтрации в виде (1) с учетом (2) и уравнения состояния (3), получим основные уравнения для упругого режима фильтрации

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial t} &= \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \left( 1 - \left( q / \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \right)^\gamma \right) \right) \text{ при } \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \geq q, \\ \frac{\partial p}{\partial t} &= 0 \text{ при } \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| < q. \left( \chi = \frac{k}{m\mu\alpha} \right) \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь  $\alpha$  – коэффициент сжимаемости жидкости,  $m$  – пористость скелета,  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности.

### **Решение задачи о восстановлении давления на забое скважины при прекращении эксплуатации скважины с использованием нелинейного закона фильтрации**

Рассмотрим задачу нестационарной фильтрации жидкости о восстановлении забойного давления ( $r_c < r < R_0$ ) при прекращении эксплуатации скважины с использованием предложенного нелинейного закона фильтрации. Пусть в начальный момент времени  $t=0$  в невозмущенном пласте с давлением  $p_0$  запущена добывающая скважина с постоянным дебитом  $Q_0$  и в момент времени  $t_1$  остановлена. Под остановкой скважины подразумевается мгновенное прекращение притока жидкости к забою скважины.

В случае принятого здесь нелинейного закона фильтрации для расхода жидкости  $Q$  следует записать

$$Q = 2\pi r_c h \frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_c} \left( 1 - \left( q / \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_c} \right)^\gamma \right), \quad (5)$$

где  $h$  – протяженность открытого участка скважины,  $r_c$  – радиус скважины.

Граничные условия запишем в виде

$$Q = 2\pi rh \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left( 1 - \left( q / \frac{\partial p}{\partial r} \right)^\gamma \right) = Q_0 = const \text{ при } r = r_c, 0 < t < t_1, \quad (6)$$

$$Q = 2\pi rh \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left( 1 - \left( q / \frac{\partial p}{\partial r} \right)^\gamma \right) = 0 \text{ при } r = r_c, t \geq t_1, \quad (7)$$

$$p = p_0 \text{ при } r = R_0, \quad (8)$$

где  $t_1$  – время остановки скважины.

Граничные условия на забое скважины (6) и (7) примут вид

$$r \frac{\partial p}{\partial r} \left( 1 - \left( q / \frac{\partial p}{\partial r} \right)^\gamma \right) = \frac{Q_0 \mu}{2\pi h k} \text{ при } r = r_c, 0 < t < t_1, \quad (9)$$

$$\frac{\partial p}{\partial r} = q \text{ при } r = r_c, t \geq t_1, \quad (10)$$

Перепад давления между пластовым  $p_0$  и забойным  $p_e(t)$  обозначим

$$\Delta p_e(t) = p_0 - p_e(t),$$

Пусть эксплуатация скважины происходит в промежуток времени  $0 < t < t_1$ , в результате чего повышается перепад давления  $\Delta p_e$ . Начиная с момента остановки скважины  $t \geq t_1$ , происходит восстановление забойного давления  $p_e(t)$  и тем самым снижение перепада  $\Delta p_e(t)$ .

Чтобы получить численное решение по модели с предельным градиентом, проведена следующая регуляризация постановки задачи. Принято, что при низких градиентах давления закон фильтрации имеет линейный вид

$$u = -\frac{\varepsilon k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (11)$$

где  $\varepsilon$  – малый безразмерный параметр ( $\varepsilon \ll 1$ ). При некотором значении градиента давления  $(\partial p / \partial r)_*$  величина скорости фильтрации согласно нелинейному закону (1) и линейному (11) равны. Из условия такого «срачивания» будет возникать некоторая граница, которая разделит всю область фильтрации на две зоны

$$\left| \frac{\partial p}{\partial r} \right|_* = \frac{q}{(1 - \varepsilon)^{1/\gamma}}. \quad (12)$$

Тогда основное уравнение для упругого режима фильтрации (4) примет вид

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \left( 1 - \left( q / \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \right)^\gamma \right) \right) \text{ при } \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \geq q / (1 - \varepsilon)^{1/\gamma}, \quad (13)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\varepsilon \chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \text{ при } \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| < q / (1 - \varepsilon)^{1/\gamma}.$$

Для численного решения основного уравнения фильтрации (13), с граничными условиям (8)–(10) используется метод конечных разностей, заключающийся в замене производных в уравнениях (13), (9) и (10) их конечно-разностными аппроксимациями.

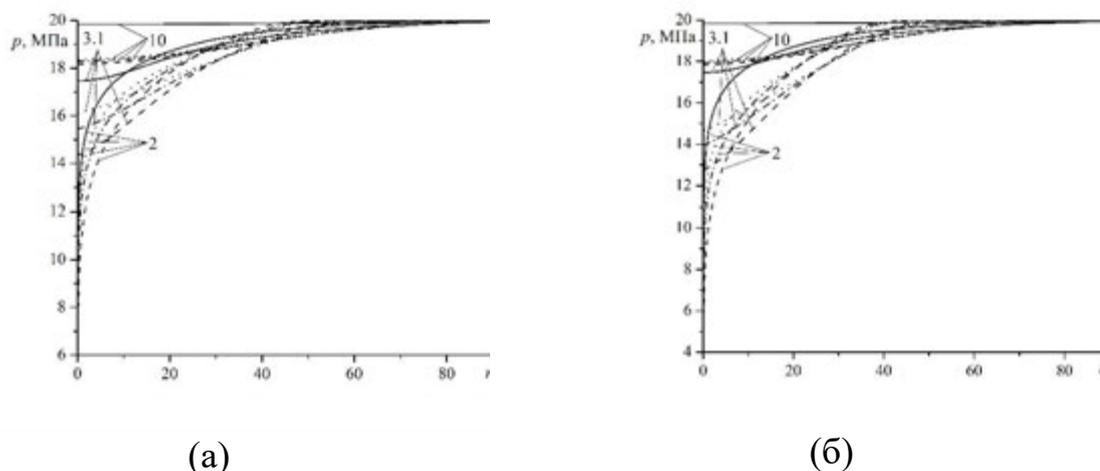


Рис.1 Влияние показателя степени  $\gamma$  на профили распределения давления в пласте для различных значений предельного градиента давления: а –  $q = 0,5 \cdot 10^5$  Па/м, б –  $q = 1 \cdot 10^5$  Па/м. Числа на линиях соответствуют моментам времени в сутках.

Для параметров, определяющих физические свойства пласта и жидкости приняты следующие величины:  $m = 0,1$ ;  $k = 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;  $\rho = 860$  кг/м<sup>3</sup>;  $\mu = 1,6 \cdot 10^{-3}$  Па·с,  $C = 10^3$  м/с. Для геометрических параметров скважины, пласта и параметра, отвечающего за регуляризацию задачу приняты следующие величины:  $h = 100$  м,  $r_c = 10^{-1}$  м,  $R_0 = 100$  м,  $\varepsilon = 10^{-1}$ . Для исходного пластового давления  $p_0 = 20$  МПа.

На рис.1 показано влияние показателя степени  $\gamma$  на профили распределения давления в пласте для различных значений предельного градиента, при постоянном объемном дебите скважины  $Q$ , определяемого как  $Q = M/\rho$ . Для массового дебита скважины принято значение  $M = 0,5$  кг/с. Сплошные линии соответствуют  $q = 0$ . Пунктирные, штрихпунктирные и точечные линии соответствуют значениям  $\gamma = 1/2$ ,  $\gamma = 1$  и  $\gamma = 2$ . Числа на линиях соответствуют моментам времени в сутках. Предполагается, что остановка скважины происходит в момент времени  $t_1 = 3$  сут. Из графиков видно, что с увеличением значения  $\gamma$  значение забойного давления для точек вблизи скважины увеличивается, а с увеличением предельного градиента давления  $q$  значение давления на забое скважины уменьшается.

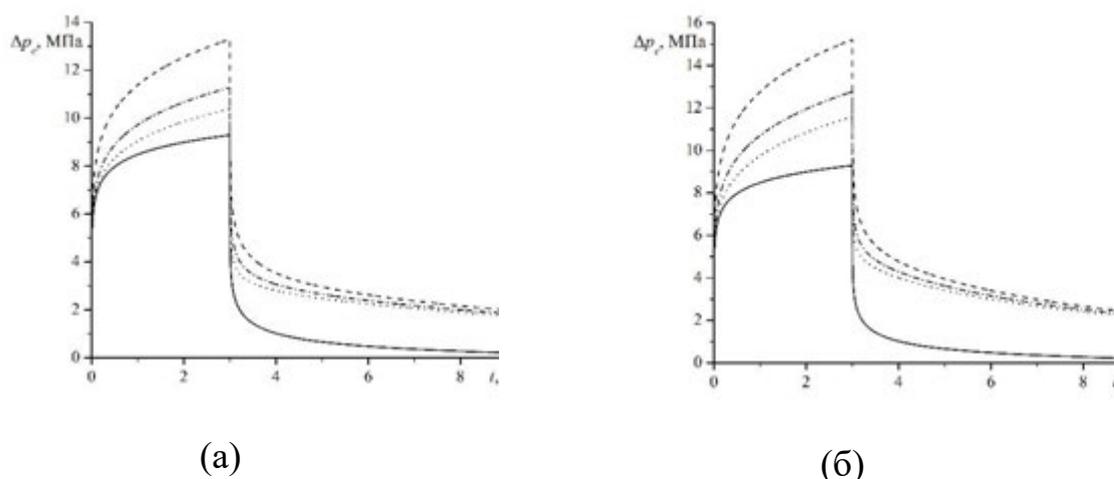


Рис.2 Влияние показателя степени  $\gamma$  на понижение ( $t < 3$  сут) давления при запуске добывающей скважины и на восстановление ( $t \geq 3$  сут) давления при ее остановке для различных значений предельного градиента давления: а –  $q = 0,5 \cdot 10^5$  Па/м, б –  $q = 1 \cdot 10^5$  Па/м.

На рис.2 представлено влияние показателя степени  $\gamma$  на понижение ( $t < 3$  сут) и восстановление ( $t \geq 3$  сут) забойного давления при остановке добывающей скважины для различных значений предельного градиента давления.

Рассмотрим процесс восстановления ( $t \geq 3$  сут) забойного давления при остановке добывающей скважины. Видно, что при фильтрации жидкости, когда учитываются нелинейные эффекты процесс восстановления давления на забое скважины происходит медленнее по сравнению со случаем, если бы выполнялся линейный закон Дарси ( $q = 0$ ). Как видно из рисунков, восстановление давления, при  $q = 0$  происходит через семь суток эксплуатации скважины после ее закрытия. В случае, когда выполняется нелинейный закон фильтрации, процесс восстановления забойного давления происходит в десять раз медленнее по сравнению с линейным законом Дарси.

Следует также отметить, что с увеличением значения  $\gamma$  процесс восстановления давления в скважине происходит быстрее, а с увеличением значения предельного градиента давления происходит медленнее.

### Заключение

На основе предложенного нелинейного закона фильтрации, описывающего процессы фильтрации в низкопроницаемых пластах, численно решена задача нестационарной фильтрации о восстановлении забойного давления при прекращении эксплуатации скважины. Установлено, что при фильтрации жидкости, когда учитываются

нелинейные эффекты, процесс восстановления давления на забое скважины происходит медленнее по сравнению со случаем, если бы выполнялся линейный закон Дарси ( $q=0$ ). Причем с увеличением значения  $\gamma$  процесс восстановления давления в скважине происходит быстрее.

### Литература

1. J.Xu, R.Jiang, L.Xie, M.Yang, G.Wang, J.Liu. Transient Pressure Behavior for Dual Porosity Low Permeability Reservoir Based on Modified Darcy's Equation // SPE 153480. 2012. Pp. 1-10.
3. Байков В.А., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения. *Вестник ОАО НК «Роснефть»*. 2013. Выпуск 31. №2. С. 4-7.
4. Коробов К.Я., Антилин Ю.В. О нарушениях линейного закона фильтрации при низких градиентах давления. *Нефтяное хозяйство*. 1968. № 8. С. 26 – 28.
5. Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. *Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений*. Москва: Недра, 1985.
6. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. *Движение жидкостей и газов в пористых пластах*. Москва: Недра, 1984.
7. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. *Подземная гидравлика*. Москва: Недра, 1986.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. *Технология и техника добычи нефти*. Москва: Недра, 1986.
9. Мирзаджанзаде А.Х. *Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в применении к нефтедобыче*. Баку: Азернефтнешр, 1959.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ ПО  
ДИЗЬЮНКТИВНЫМ И ПЛИКАТИВНЫМ ДИСЛОКАЦИЯМ В  
ЗОНЕ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОК УРАЛА  
(CHARACTERISTIC OF FIELDS OF TENSION ON DISJUNCTIVE  
AND PLIKATIVE DISLOCATIONS IN THE ZONE OF THE  
ADVANCED FOLDS OF THE URALS)**

Жукова Е.А.

(научный руководитель - доцент Милосердова Л.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Складчатый Урал с запада обрамляется зоной невысоких хребтов, сложенных раннепермскими и каменноугольными отложениями, прослеживающимися непрерывной полосой от Мугоджар до Полярного Урала. Считается, что хребты характеризуются прямым рельефом: горам на глубине соответствуют антиклинальные складки в породах палеозоя и венда. Такие структуры, хорошо дешифрирующиеся на космических снимках, известны во внутренних частях передовых прогибов многих регионов. Как правило, они ассоциируют с надвиговыми структурами как аллохтонами, так и автохтонами, и осложнены вертикальными разрывами.

Наиболее заметный элемент рельефа изучаемого района – Кураминский хребет, сложенный породами ассельского и сакмарского ярусов, известен как Тастубская флексура. Однако существует мнение, что этот фронтальная часть надвига. Ориентировка, характер трещиноватости и развитие каверн в значительной степени обусловлены ориентировкой полей тектонических напряжений, то их реконструкция является необходимой.

Работа основана на дешифрировании дизъюнктивных дислокаций различного размера, на космических изображениях и аэрофотоснимках, а также полученных при полевых наблюдениях на учебном полигоне комплексной геолого-съёмочной практики на Южном Урале (с. Петровское, Оренбургская область).

Цель работы: охарактеризовать современные дизъюнктивные дислокации и попытаться восстановить поля напряжений передовых складок Урала. При этом необходимо было решить некоторые сопутствующие задачи:

1. Определить роль масштабного фактора на распределение ориентировок главных нормальных напряжений;
2. Выяснить тектоническую природу Кураминского хребта – является он фронтальной частью надвига, или флексурой;
3. Определить взаимоотношение тектонических напряжений при формировании разрывов и складок.

В результате многочисленных наблюдений и физических экспериментов установлено, что ориентировка разрывов зависит не только от величины и направления приложенных сил, как это демонстрируется на классических примерах, но и от вещественного состава пород, величины пластической деформации и всестороннего сжатия.

1. Ориентировка разрывных нарушений определяется ориентировкой напряжений, поэтому по ориентировке дизъюнктивных дислокаций можно восстанавливать поля напряжений, для чего существуют различные методики.

2. Космические изображения и аэроснимки дают непрерывную картину поверхности, линеаменты (разломы), повсеместно наблюдающиеся на снимках отражают распределение разрывных нарушений и в определенной доле условности могут использоваться как аналог распределения разломов.

3. Разломы могут изучаться статистическими методами с помощью компьютерных программ.

4. Разрывы различного иерархического уровня должны рассматриваться по отдельности.

В палеозойском осадочном чехле выделяется три комплекса: ордовикско-нижнепермский подсолевой, нижнепермский (кунгурский) соленосный и верхнепермский надсолевой. Комплексы включают в себя платформенные формации и формации предгорного краевого прогиба. Сведения о составе кристаллического фундамента, его тектонике, глубинах залегания носят предположительный характер. По данным геофизических исследований предполагается ступенчатое погружение фундамента по системе меридиональных нарушений с запада на восток и по крупным нарушениям субширотной ориентировки с севера на юг.

В районе работ на дневной поверхности обнажаются породы от девона до четвертичных. Изучаемый район является нефтегазоносным, однако крупных месторождений здесь не встречено, что, по-видимому, связано с плохими коллекторскими свойствами пород. Ассельско-сакмарская коллекторская толща нефтегазоносная, что подтверждалось при полевых наблюдениях темноцветностью пород, резким запахом битума и битуминологией. Но перспективы района связаны с более древними отложениями в первую очередь потому, что в изучаемом районе данные породы выходят на дневную поверхность.

В тектоническом отношении район охватывает восточный участок прибортовой зоны Предуральского краевого прогиба (ПКП) и передовые складки западного склона южного Урала. Восточная прибортовая зона ПКП сложена надсолевыми, эвапоритовыми и подсолевыми, комплексами кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложений, образующих три структурных этажа. Подсолевой структурный этаж сложенный палеозойским комплексом маскируется вышележащими толщами в

пределах прибортовой зоны Предуральяского прогиба и обнажается на западном склоне Южного Урала в виде передовой флексуры и сложной системы структурных дислокаций, образованных нижнепермскими и каменноугольными отложениями (Тастубская флексура).

Рассматриваемая территория ограничена с северо-востока Зилаирским синклинорием и с востока Сакмарским поднятием. Практически на всех геологических картах показаны многочисленные разрывные нарушения как в пределах самой Тастубской флексуры и западнее, так и в районе широкого развития эрозионных мульд над соляными куполами. Эти нарушения можно разделить на две части. Одна часть нарушений проведена по кровле артинских отложений, там, где к данным отложениям примыкают надсолевые, а не кунгурские отложения, т.е. по линии стратиграфического несогласия. Вторая группа коротких нарушений отображена в пределах верхней части Тастубской флексуры, преимущественно вкост ее простирания.

Считается, что первая группа нарушений может быть связана с отрывами тыловых частей оползней, осложняющих Тастубскую флексуру. Вторая группа разрывов обусловлена исключительно экзогенными явлениями, связанными с локальным отгибанием слоев, при крутых залеганиях последних. Это позволяет четко отделить фундаментальные процессы, которые привели к образованию Тастубской флексуры от локальных подвижек, сформировавших осложняющие ее нарушения.

В современном рельефе структуры проявлены главным образом в виде обратного литоморфного рельефа. Так, например, гора с высотной отметкой 401.7 м. (г. «Кружевная») представляет собой ядро сундучной синклинальной складки (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Вид на г. Кружевная. Южное Предуралье

Для нее характерно плоское днище и сравнительно крутые крылья. Своды антиклиналей оформлены значительно резче: часто развиты килевидные замки, т.е. наблюдается гребневидный стиль складчатости. Такая асимметрия в строении отражает кинематику роста складок: свободное выпирание материала вверх и преодоление большого сопротивления при вдавливании и прогибании слоев (рис. 1.2а).

Подобные явления свидетельствуют о приповерхностном характере этих складок. Наблюдаются дополнительные осложнения крупных изгибов мелкой складчатостью послойного течения (г. Кружевная). Складки волочения в связи со сколами выражены преимущественно в виде флексур, по которым определяются знаки движения блоков. В итоге оба крыла складки примыкают одно к другому вдоль сместителя (рис. 1.2б).

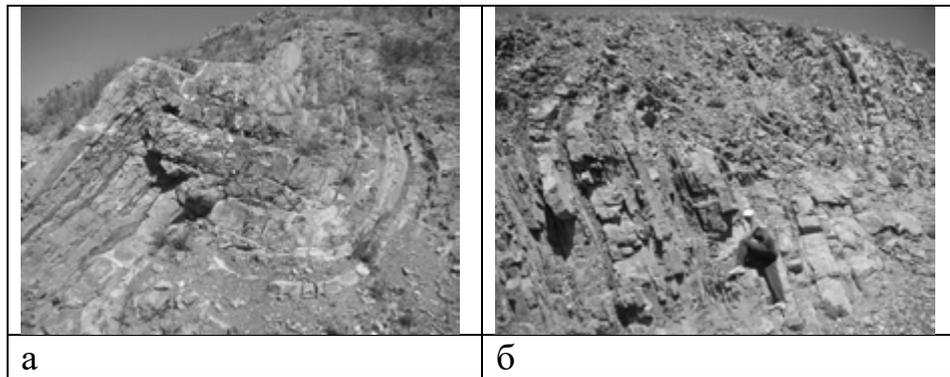


Рис. 1.2. а - Стрельчатая антиклинальная и округлая синклиналиальная складки, б – складки волочения при сместителе разлома

Смыкающее крыло Тастубской флексуры (фронт надвига), так называемая «стенка» (рис. 1.3), – толща пород ассельского и сакмарского ярусов, круто залегающих, стоящих на голове или опрокинутых, падающих к востоку в одних местах (в районе г. Длинной) и к западу – в других (в районе г. Ташерик).

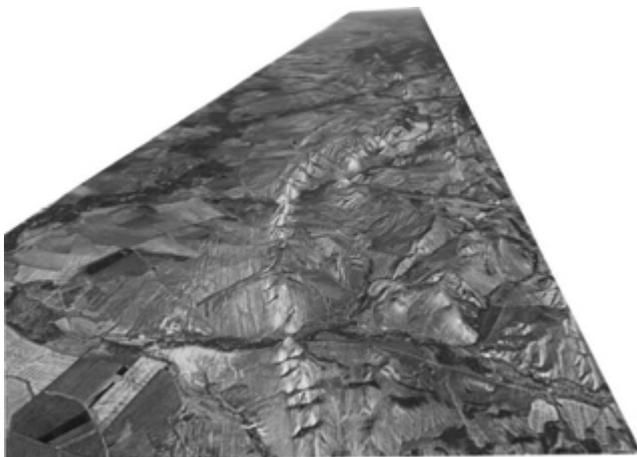


Рис. 1.3. Тастубская флексура  
Перспективное космическое изображение (Планета Земля)

Хотя не наблюдается признаков надвига в районе, который морфологически сопоставим с его фронтом (рис. 1.4а), ввиду задернованности, однако несколько южнее, в обнажении можно видеть, как кунгурские гипсы и известняки налегают на уфимские конгломераты с красноцветным цементом (рис. 1.4б).

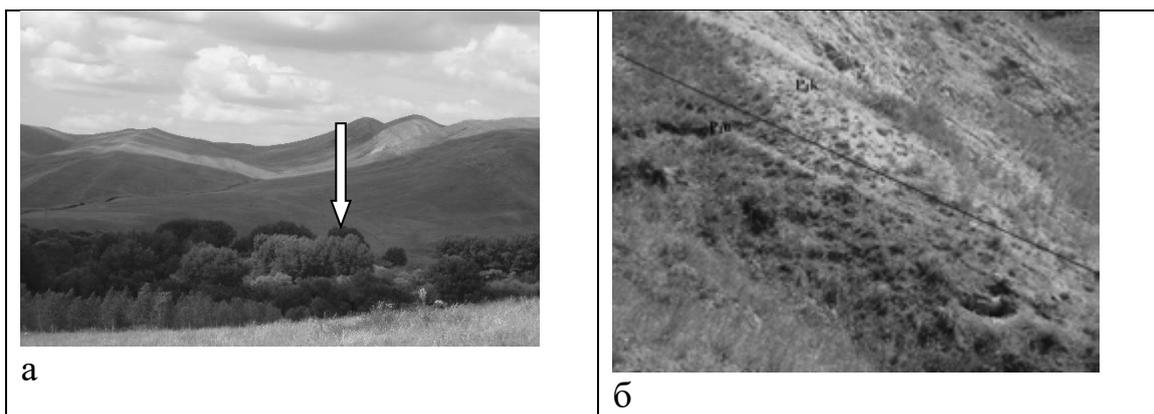


Рис. 1.4. а – седловина, соответствующая размещению фронта надвига, б – перекрытие кунгурскими гипсами (аллохтон) верхнепермских конгломератов (автохтон)

Пачки известняков верхнеассельско-сакмарского возраста с ярко выраженной темноцветной окраской и запахом битума, как правило, смяты в мелкие складки различной формы и размеров. При этом каждая пачка имеет свой набор мелких складок, отличных от выше и ниже лежащих, несогласно дисгармонично залегающих. Карбонатные породы, слагающие стенку, сильно трещиноваты, интенсивность трещиноватости неравномерная.

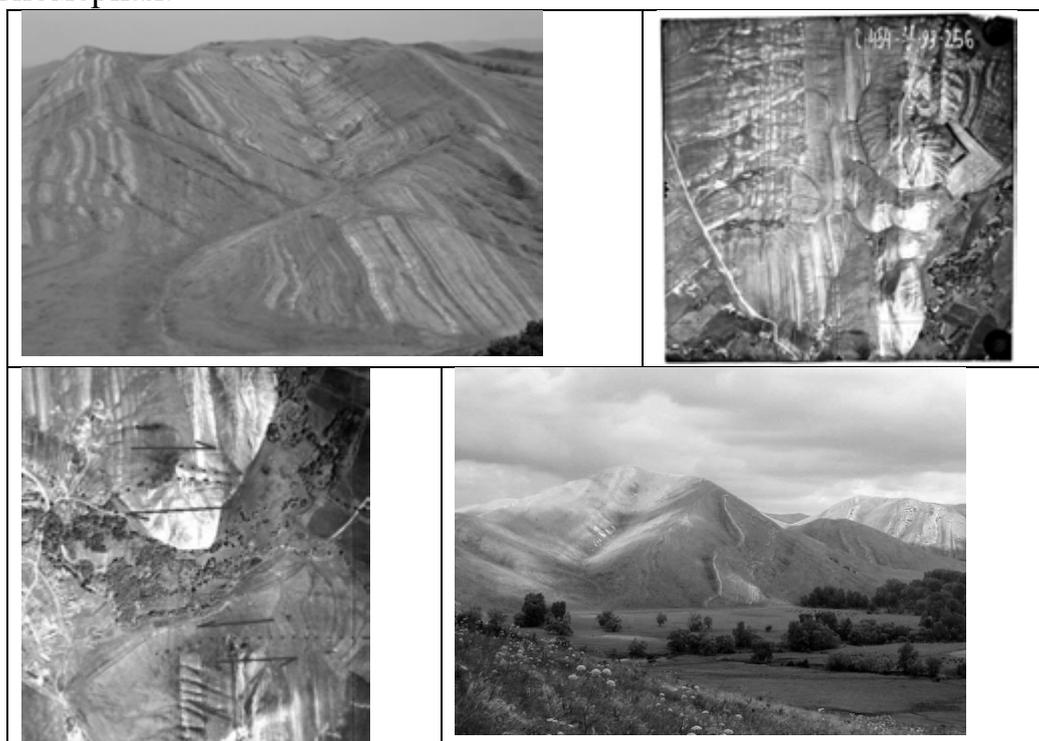


Рис. 1.5. «Стенка» - смыкающее крыло Тастубской флексуры (фронт надвига) а – смятые в дополнительные складки и нарушенные взбросами породы, б – сбросовые уступы, рассекающие «стенку», в – сдвиги, пересекающие «стенку», г – лежащие складки

«Стенка» местами осложнена разломами (рис. 1.5), секущими её в поперечном направлении, по некоторым из них хорошо видны небольшие сдвиги. По поперечным разломам - сбросам развиваются узкие долины, разбивающие гряду известняков на ряд обособленных массивов. Водораздельные поверхности этих массивов имеют различные высоты, что свидетельствует о новейших вертикальных тектонических движениях.

В этой зоне широко распространены складки с полого и горизонтально ориентированными осевыми поверхностями. Эти лежащие складки могли образоваться только при вертикальном положении оси максимального сжатия и горизонтальном положении оси минимального сжатия. Такая ситуация, вероятно, могла возникнуть при сравнительно крутом изгибе листровой поверхности надвига.

Зона передовых складок западного склона южного Урала представляет собой совокупность узких вытянутых на десятки километров антиклинальных и синклиналильных структур. В северной части исследуемого района данные структуры имеют субмеридиональное простирание, которое в южном направлении переходит в юго-западное.

На происхождение таких структур существует две точки зрения – флексура и взбросово-надвиговая тектоника. Так, П.И. Климов писал о чередовании симметричных антиклиналей и синклиналией, развитых в пределах исследуемой территории. Очевидно, что происхождение такой синусоидной морфологии может интерпретироваться исключительно как следствие направленного бокового давления. Однако в те же годы В. Е. Руженцевым было установлено, что антиклинали узкие и крутые, а синклинали плоские и пологие. В последствии подобная характеристика данных дислокаций развивается в работах исследователей, проводивших здесь геологическую съемку масштаба 1:50 000. В этих работах показано, что некоторые синклинали имеют корытообразную форму, а морфология антиклиналей напоминает узкие гребни (рис. 1.6а) [11]. Это важный генетический признак. Действительно, если чередование симметричных антиклинальных и синклиналильных складок может быть связано с боковым давлением, то происхождение широких плоских синклиналией и разделяющих их узких гребневидных антиклиналей в таком процессе необъяснимо. Важной особенностью рассматриваемых дислокаций является отсутствие четких закономерностей в запрокидывании слоев в западном направлении (г. Альянка).

Перечисленные особенности структур указывают на то, что в формировании их важнейшим фактором были, скорее всего, процессы растяжения и связанные с ними процессы формирования флексурных грабенов. Таким образом, несмотря на различие геодинамических процессов, которые привели к формированию исследуемых дислокаций, здесь явно преобладают пликативные формы, с которыми могут быть

связаны ловушки углеводородов. Главным является то, что структуры в принципе унаследованные и не смещены относительно своего основания.

Аллохтонные структуры, связанные с гравитационными отрывами и сползанием фрагментов антиклиналей в ограничивающие их прогибы, а также запрокидывание отдельных участков гребневидных структур могут иметь место в качестве локальных осложнений структурного плана.

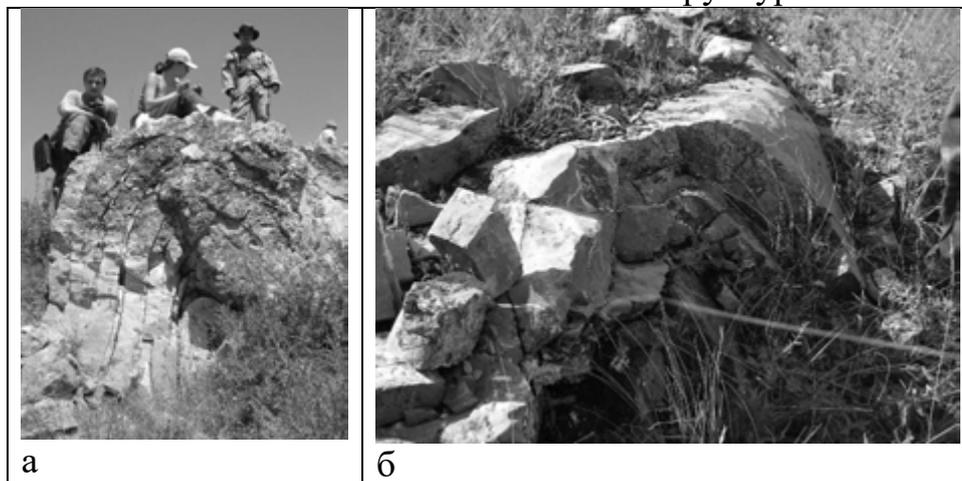


Рис. 1.6. Складки в известняках, запрокинутые на восток у г. Альянка

В работе использовались аэрофотоснимки хорошего качества залета С-454, выполненного 21 мая 1993 года, имеющие масштаб примерно 1:20 000. Для дешифрирования была использована мозаика, собранная из снимков, полученных со спутника Landsat-7, взятая с официального портала Национального управления по воздухоплаванию и исследованию космического пространства (англ. сокр. NASA). Мозаика создана по изображениям, полученных с помощью сенсора ETM+. Изображения синтезированные по каналам 70, 40, 20, соответствующих зеленой, красной и ближней инфракрасной зонам спектра. Изображение приведено к универсальной топографической проекции Меркатора UTM 48, в трехмерной системе координат WGS 84.

Обработка проводилась с помощью программы LESSA фрагмента мозаики, охватывающей западный Урал и Предуралье от г. Уфа на севере, до г. Саракташ на юге (рис. 1.7а). На рисунке видно, что максимумы интенсивности исходных штрихов расположены дугообразной цепочкой вдоль смыкающего крыла Тастубской флексуры. Район опущенного крыла соответствует зоне минимумов, в поднятого крыла – средних и увеличенных значений. То, что пятна максимумов имеют различный размер и выраженность свидетельствует о неодинаковой новейшей поднятости блоков территории. О наличии блоков говорит также различная ориентировка роз-диаграмм, группирующиеся в кластеры, сходных по облику роз-диаграмм (рис. 1.7в).

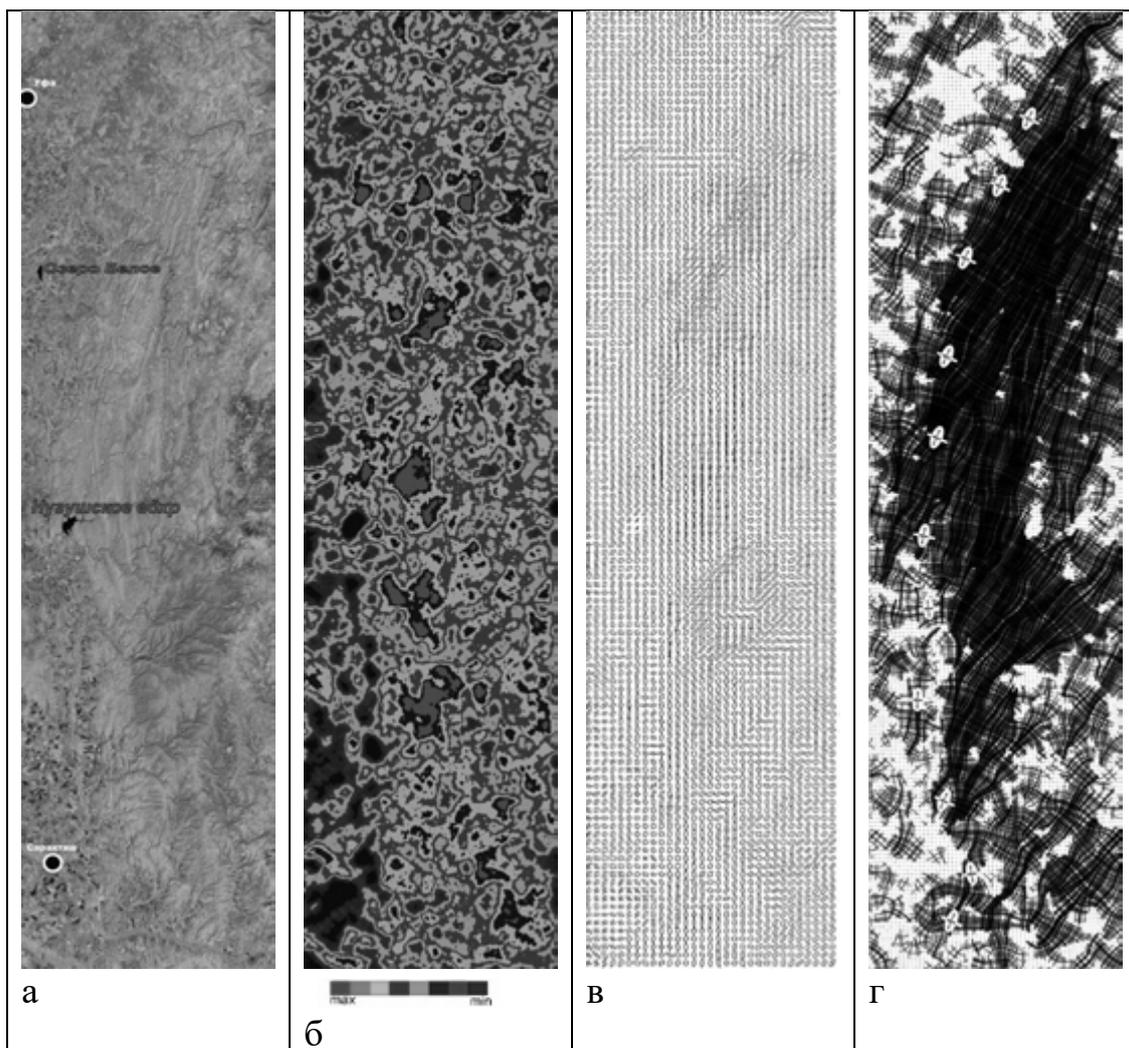


Рис. 1.7. Обзорное изображение и его интерпретация, а – исходное изображение, б – плотность штрихов, в – розы-диаграммы штрихов, г – линии удлинений и их интерпретация

Однако рис. 1.7г, дающий более обобщенную картину, показывает в общем однородную характеристику удлинений роз-диаграмм на площади распространения роз-диаграмм в районе верхнего и смыкающего крыла Тастубской флексуры, и мозаичное, прерывистое в районе опущенного крыла. На этом же рисунке показана ориентировка осей главных нормальных напряжений, которая образует плавную дугу, выгнутую к западу с субширотной ориентировкой оси наибольшего сжатия и субмеридиональной – растяжения.

Большинством исследователей формирование передовых складок связывается с тангенциальным напряжением со стороны Уральского орогена, вызвавшего смятие слоёв осадочной толщи верхнедевонско-нижнепермского возраста. Если это так, то складки были бы гармоничными и имели близкие размеры и углы падения крыльев, как у антиклиналей, так и у синклиналей. В восточной части зоны передовых складок Урала такое соотношение присутствует. Однако, в её западной

части узкие эжектные высокоамплитудные антиклинальные складки сопрягаются с широкими корытообразными синклиналями, что не объясняется воздействием тангенциальных напряжений. Офман И.П. объясняет происхождение широких корытообразных грабен-синклиналей, сближенные борта которых образуют высокоамплитудные гребневидные валы, силами растяжения палеоструктур между Зилаирским и Предуральским прогибами. Однако, описываемый механизм недостаточно объясняет наличие гармоничных складок и происхождение передовых складок. По мнению Дроздова В.В., узкие антиклинальные складки сформированы надвигами и взбросо-надвигами, приводящими к «скучиванию» и растрескиванию пород. Расположенные между ними синклинали представляют собой участки «спокойного» моноклиналиного залегания слоёв, не затронутых тектоническими нарушениями, с некоторым воздыманием крыльев на сопряжении с антиклиналями за счёт проседания, то есть являются «пассивными» синклиналями.

В пределах оренбургского сегмента зоны передовых складок Урала наблюдается постепенное погружение антиклинальных и синклинальных складок в южном и западном направлениях, увеличение их размеров и амплитуды, с одновременным уменьшением интенсивности осложняющей вторичной складчатости и гофрировки слоёв. Генезис субвертикальных внутриформационных разломов в карбонатно-терригенной толще девонско-нижнепермского возраста различен. Он связан с:

- разломами, проникающими в нее из подстилающих отложений;
- горизонтальными сдвиговыми трансформациями, обусловленными тектоническим давлением со стороны Урала, вектор которого имеет субширотное направление;

Полевые наблюдения и геологическое дешифрирование материалов космических и аэросъемок позволяют сделать следующие выводы:

1. Территория Предуралья расчленена многочисленными разрывными нарушениями различного направления и размера, активными и в новейшее время.
2. На различных масштабных уровнях детализации реконструированная конфигурация полей напряжений различна, причем она однородна на мелких масштабах, тогда как при более детальном рассмотрении на первый план выступают различия в ориентировке.
3. Кураминский хребет представляет собой смыкающее крыло флексуры, осложненной серией взбросов и надвигов. Иначе невозможно объяснить форму таких складок, как синклинальная складка г. Кружевной.
4. Ось наибольшего сжатия располагается субширотно, промежуточная ось – субмеридионально, наименьшего сжатия – субвертикально. Однако на отдельных участках фиксируется перераспределение напряжений, в результате чего формируются лежащие складки, что возможно только при

вертикальной оси наибольшего сжатия, и сундучные синклинали (г.Кружевная), механизм формирования которых может быть объяснен только проседанием пород в грабенообразных структурах, формирующихся в обстановке вертикального сжатия. Поэтому следует выделять несколько иерархически упорядоченных ориентировок главных нормальных напряжений.

5. Следует уточнить определение передовых складок, которые не всегда имеют прямой тектонический рельеф. В условиях Урала рельеф оказывается литоморфным и в ряде случаев – обратным.

### Литература

1. Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники. М., Госгеолтехиздат, 1962.
2. Гзовский М.В. Тектонофизика и проблемы структурной геологии. «Структура земной коры и деформации горных пород», изд. АН СССР, М., 1960.
3. Гущенко О.И. Метод кинематического анализа структур разрушения при реконструкции полей тектонических напряжений // Поля напряжений и деформаций в литосфере. М.: Наука, 1979. С. 7–25.
4. Журенко Ю.Е. Линеаменты, их отношение к планетарной трещиноватости и значение для анализа неотектоники. В кн. Вопросы изучения планетарной трещиноватости. Л. Изд-во географического общества СССР, 1976
5. Кноринг Л.Д., Болонин М.Д. Критерии сравнения роз-диаграмм. – Исследование трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа – Тр. АНИГРИ, вып 228. Л.: Недра, 1964, с. 249-261
6. Кушнарев И.П. Методы изучения разрывных нарушений. М.: Недра, 1977.
7. Лобацкая Р.М. Ранговая классификация разрывных нарушений // Изв. вузов. Геол. и разведка. -1984. -№4. -С. 9-14.
8. Милосердова Л.В. Структурная геология: Учебник. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 232 с.]
9. Милосердова Л.В., Сидоров А.Д., Будкин Д.В. Комплексная геолого-съемочная практика. Макс-пресс, 2008.
10. Очиров Ц.О., Шерман С.И., Ерхов В.Х. Разломная тектоника Саяно-Байкальской горной области и некоторые проблемы её изучения. Тектоника Сибири, т. VII. М.: Наука, 1976. - С. 107-111.
11. Пестов Ю.А. Геологическое строение и полезные ископаемые междуречья Сакмары и Урала. –Оренбург: ОКГЭ, 1971. ОТГФ-5252.
12. Сидоров А.Д. Разрывные нарушения карбонатных толщ передовых складок Урала. М.: Изд-во ИГиРГИ, 1994.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ  
ПРИТОКА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ  
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕКТОРНОГО  
МОДЕЛИРОВАНИЯ  
(EVALUATING EFFICIENCY OF INFLOW CONTROL VALVES  
APPLYING IN GAS CONDENSATE RESERVOIR WITH THIN OIL  
RIM IN EAST SIBERIA BY SECTOR MODELLING)**

Иванов М. Г., Чепкасова Е. В.

(научные руководители: профессор Басниев К. С., доцент Назарова Л.Н.)  
ООО «Газпром добыча Ноябрьск», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

**Аннотация**

*Перераспределение доли трудноизвлекаемых запасов в структуре запасов Российской Федерации приводит к выработке и усовершенствованию технологий добычи углеводородного сырья для обеспечения необходимого уровня добычи нефти и газа. В работе рассматриваются теоретические и практические вопросы, связанные с рациональной и эффективной выработкой запасов нефти из тонких нефтяных оторочек. Проведен анализ проблем, которые возникают при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. На основании секторного гидродинамического моделирования, показана эффективность разработки месторождений подобного строения с использованием устройств контроля притока.*

*Redistribution share of hard to recover reserves in reserves structure of Russian Federation leads to develop and improve technologies of hydrocarbon extraction to maintain necessary level of oil and gas production. The paper deals with the theoretical and practical issues related to the rational and effective oil production from thin oil rims. There is of problems analysis encountered during oil development from such fields. Based on the hydrodynamic sector modeling, is shown the efficiency of oil development from such reservoirs by using inflow control devices.*

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы, тонкие нефтяные оторочки, моделирование устройств контроля притока.

**Keywords:** hard to recover reserves, thin oil rims, inflow control devices modelling.

Перераспределение доли традиционных запасов нефти, а именно, их уменьшение, относительно балансовых запасов в нашей стране приводит к необходимости решения целого ряда задач, связанных с эффективностью выработки трудноизвлекаемых запасов. Иными словами, увеличивается

значимость таких нефтегазоконденсатных залежей, запасы нефти которых сосредоточены в обширных и низкопродуктивных подгазовых зонах с незначительной нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов. Многие газоконденсатные месторождения Восточной Сибири, освоение которых ведется в настоящее время, характеризуются наличием тонкой нефтяной оторочки, геологические запасы и размеры которой значительно меньше ее газовой или газоконденсатной части, что значительно усложняет процесс добычи нефти. Для таких залежей конечный коэффициент извлечения нефти составляет около 10% при традиционной схеме разработки на режиме истощения пластовой энергии. Применение технологии поддержания пластового давления в данных условиях оказываются также малоэффективными, поскольку основной причиной низкого значения КИН является преждевременное формирование конусов газа и воды.

Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов необходимо разрабатывать и внедрять ряд инновационных проектов, среди которых приоритетными являются те, что основаны на современных технологиях и сопровождаются солидными научными исследованиями.

В данной работе была оценена эффективность использования устройства контроля притока в компоновке горизонтальных скважин, вскрывающих пласты в области нефтенасыщенной части нефтегазовых или нефтегазоконденсатных залежей. Анализ эффективности осуществлялся на основании целевой функции, которая позволила оценить прирост чистого дисконтированного дохода (ЧДД) в зависимости от темпа добычи нефти, воды и газа.

### **Построение секторной модели**

Для исследования эффективности применения устройств контроля притока в компоновке горизонтальных скважин, вскрывающих тонкие нефтяные оторочки, была построена секторная модель, геолого-физические характеристики которой представлены в таблице 1. Параметры пластовых флюидов, насыщающих коллектор, представлены в таблице 2.

Построенный сектор имел размерность 50x25x100 ячеек, размерность ячейки в нефтенасыщенной области пласта составила 20x20x0,5 м. Длина горизонтального участка скважины, заложенной в модели, составляла около 500 м.

Сегодня эффективную выработку запасов из тонких нефтяных оторочек можно осуществлять с использованием устройств контроля притока: активного или пассивного. Данные устройства позволяют выравнивать профиль притока к горизонтальным скважинам за счет создания дополнительного фильтрационного сопротивления по длине горизонтального участка в скважине. При этом происходит раздельное управление притоками по отдельным интервалам перфорации скважины,

дренирующей один пласт, уменьшение отборов из интервалов предрасположенных к ранним прорывам воды или газа, и обеспечение выработки нефти из низкопроницаемых интервалов.

Таблица 1. Геолого-физические характеристики моделируемого сектора

| Параметры                    | Ед. измерения    | Значения |
|------------------------------|------------------|----------|
| Средняя проницаемость        | мкм <sup>2</sup> | 250      |
| Средняя пористость           | д.ед.            | 0,17     |
| Начальная нефтенасыщенность  | д.ед.            | 0,86     |
| Начальная газонасыщенность   | д.ед.            | 0,88     |
| Нефтенасыщенная толщина      | м                | 7        |
| Газонасыщенная толщина       | м                | 22       |
| Начальное пластовое давление | МПа              | 15,0     |
| Давление насыщения           | МПа              | 9,0      |

Таблица 2. Параметры пластовых флюидов

| Параметры                            | Ед. измерения     | Значения |
|--------------------------------------|-------------------|----------|
| Плотность нефти в пластовых условиях | кг/м <sup>3</sup> | 810      |
| Вязкость нефти в пластовых условиях  | мПа·с             | 10       |
| Объемный коэффициент нефти           |                   | 1,1      |
| Газовый фактор                       | м <sup>3</sup> /т | 66       |
| Плотность пластовой воды             | кг/м <sup>3</sup> | 1200     |
| Вязкость пластовой воды              | мПа·с             | 4        |

Пассивные устройства контроля притока, или ICD (inflow control devices), представляют собой искусственно создаваемые дополнительные фильтрационные сопротивления течению потока флюидов из околоскважинной зоны в ствол скважины. Но такие устройства не могут менять свои характеристики на протяжении всего периода разработки.

Активные устройства контроля притока (Inflow Control Valves - ICV), в отличие от пассивных устройств (ICD), управляются с поверхности и позволяют регулировать расход потока по интервалам перфорации. Активные устройства контроля притока делятся на: двухпозиционные (способные принимать только два положения открыто / закрыто), многопозиционные (до 11 позиций) и без ограниченного количества позиций.

Типичный процесс установки пассивных устройств контроля притока проходит в несколько стадий: сначала определяется характер

распределения притока добываемого флюида вдоль перфорированных участков ствола скважины, по характеру распределения притока к скважине рассчитываются величины добавочных сопротивлений по длине рассматриваемого устройства, для обеспечения выравнивание притока к скважине, после чего, полученное устройство контроля притока устанавливаются в соответствующие интервалы горизонтальной скважины.

Особую группу формируют адаптивные устройства контроля притока, которые сочетают как элементы устройств контроля притока, ограничивающие приток воды, так и элементы газорегулирующих устройств. Такие устройства помимо всех преимуществ позволяют продлить эксплуатацию скважин в случае прорывов газа из газовых шапок.

### **Задание стратегий разработки**

В процессе моделирования было рассмотрено две стратегии разработки: первая – без использования устройств контроля притока, базовый вариант, вторая – с использованием устройств контроля притока. В качестве ограничения по скважине задавался дебит по жидкости – 200 м<sup>3</sup>/сут. Устройства контроля притока были смоделированы неявным методом, который заключается в следующем: ствол горизонтальной скважины делится на сегменты, длина каждого сегмента определяется на основании геолого-физических параметров пласта, который вскрывает скважина. Участки пласта, в зависимости от проницаемости были объединены в отдельные сегменты скважины. Для имитации работы устройств контроля притока был предложен следующий подход: режим работы скважин изменяется при достижении определенной критической обводненности. Когда обводненность скважины становится равной 10%, происходит закрытие сегмента с максимальной обводненностью. Далее скважина продолжает работать с постоянным дебитом по жидкости 200 м<sup>3</sup>/сут, при достижении обводненности по скважине 10%, отключается сегмент, из числа оставшихся в работе, с самой высокой обводненностью. Так продолжается до тех пор, пока в скважине не останется один работающий сегмент с обводненностью 10%. Далее все сегменты скважины открываются, и цикл повторяется вновь для обводненности по скважине 20%. В качестве шага по обводненности для последующего моделирования работы активных устройств контроля притока был выбран шаг в 10%. После того как в скважине остается один работающий сегмент с обводненностью 85 %, все сегменты открываются, и скважина до конца разработки (10 лет) работает без ограничений.

На рисунке 2 представлены графики сравнения технологических показателей работы горизонтальных скважин с использованием и без использования устройств контроля притока.

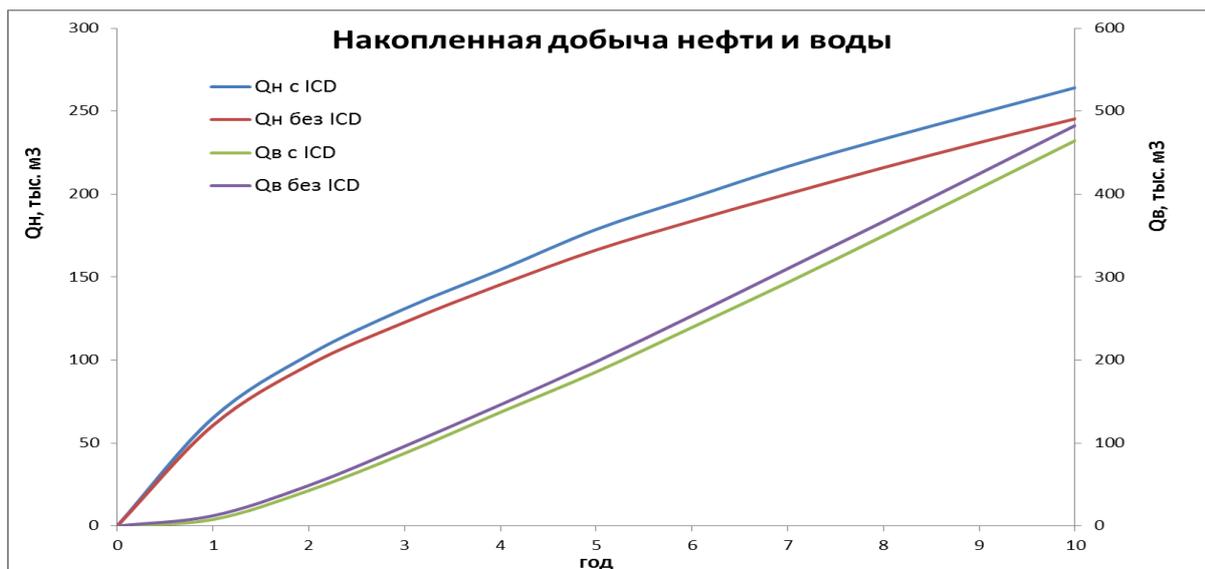


Рисунок 2. Технологические показатели работы горизонтальной скважины с использованием и без использования устройств контроля притока.

Явное задание устройств контроля притока с использованием ключевого слова WSEGSICD, Eclipse в данной работе не рассматривалось, из-за отсутствия технических характеристик устройств.

### Оценка эффективности применения устройств контроля притока

Для оценки эффективности применения устройств контроля притока была использована целевая функция, которая позволяет учесть эффект от дополнительной добычи нефти; учесть выгоду от сокращения добычи воды и газа; учесть эффект от увеличения темпов добычи нефти и уменьшения темпов добычи воды и газа на начальном этапе разработки. К тому же, данная функция косвенно выражает экономический критерий рентабельности добычи нефти, так как при высоких значениях обводненности, расходы на сепарацию и утилизацию воды могут превышать доход от добычи нефти.

$$\Delta\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta Q_H \times P_H - \Delta Q_V \times P_V - \Delta Q_G \times P_G}{(1+r)^t} - C_{\text{УКП}} \times L$$

$r$  – норма дисконта, д. ед.;

$t$  – год разработки;

$\Delta Q_H$  – изменение годовой добычи нефти оптимизированного варианта по сравнению с базовым, ст. м<sup>3</sup>;

$\Delta Q_V$  – изменение годовой добычи воды оптимизированного варианта по сравнению с базовым, ст. м<sup>3</sup>;

$\Delta Q_{\Gamma}$  – изменение годовой добычи газа оптимизированного варианта по сравнению с базовым, ст. м<sup>3</sup>;

$P_{\text{H}}$  – доход, получаемый при реализации 1 м<sup>3</sup> нефти, долл./ м<sup>3</sup>;

$P_{\text{В}}$  – затраты на утилизацию 1 м<sup>3</sup> попутно добываемой воды, долл./ м<sup>3</sup>;

$P_{\text{Г}}$  – затраты на утилизацию газа 1 м<sup>3</sup> попутно добываемой воды, долл./ м<sup>3</sup>;

$L$  – длина горизонтального ствола скважины, оборудованного устройствами контроля притока, м;

$C_{\text{УКП}}$  – стоимость 1 м ствола скважины оборудованного устройством контроля притока, долл./м.

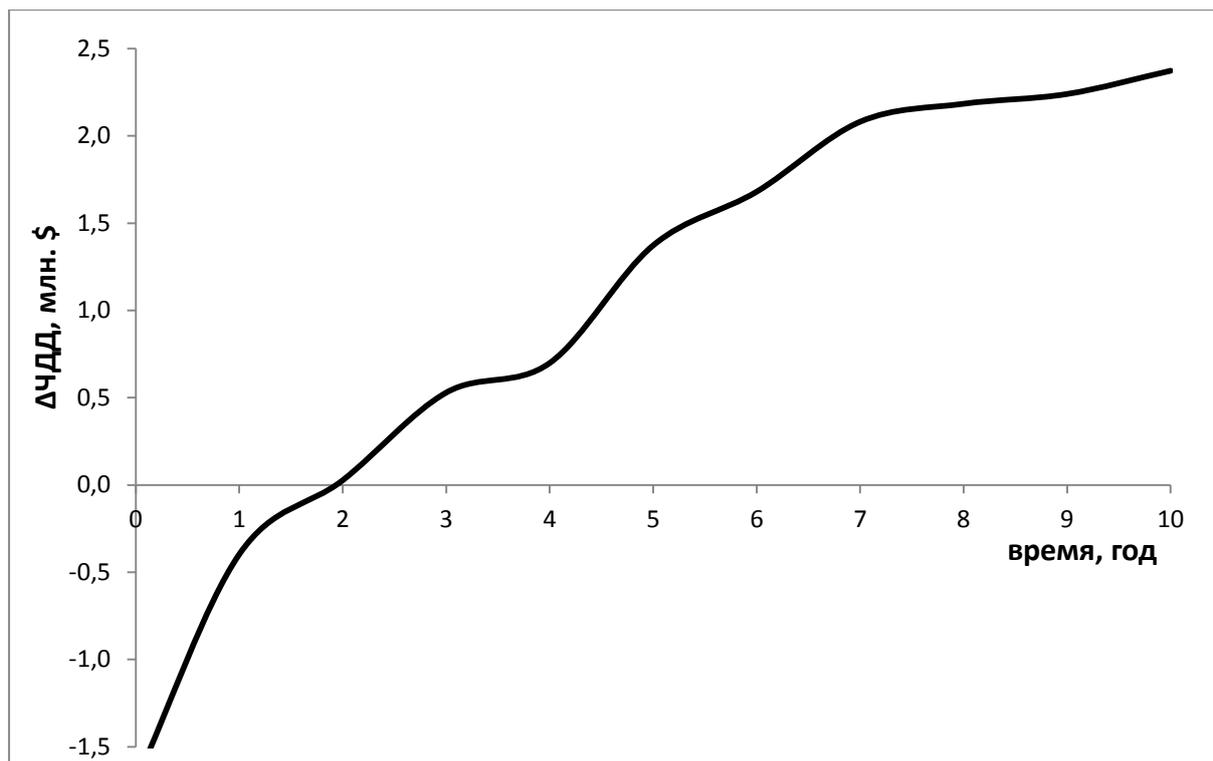
В таблице 3 представлены технологические показатели разработки.

Таблица 3. Технологические показатели разработки с использованием и без использования устройств контроля притока.

| Год | Добыча нефти без УКП, м <sup>3</sup> /год | Добыча нефти с УКП, м <sup>3</sup> /год | Добыча воды без УКП, м <sup>3</sup> /год | Добыча воды с УКП, м <sup>3</sup> /год | $\Delta Q_{\text{H}}$ , м <sup>3</sup> /год | $\Delta Q_{\text{В}}$ , м <sup>3</sup> /год |
|-----|---|---|--|--|---|---|
| 1   | 60660,1                                   | 65154,2                                 | 12339,9                                  | 7795,0                                 | 4494,1                                      | -4544,9                                     |
| 2   | 36356,7                                   | 37969,8                                 | 36443,3                                  | 34887,8                                | 1613,1                                      | -1555,5                                     |
| 3   | 25710,4                                   | 27801,5                                 | 47289,6                                  | 44898,5                                | 2091,1                                      | -2391,1                                     |
| 4   | 22720,9                                   | 23503,6                                 | 49979,1                                  | 49396,4                                | 782,7                                       | -582,7                                      |
| 5   | 20887,3                                   | 24296,7                                 | 51912,7                                  | 48686,8                                | 3409,4                                      | -3226,0                                     |
| 6   | 17417,0                                   | 19126,5                                 | 55383,0                                  | 53673,6                                | 1709,4                                      | -1709,4                                     |
| 7   | 16382,6                                   | 18829,7                                 | 56817,4                                  | 54170,3                                | 2447,2                                      | -2647,2                                     |
| 8   | 15833,3                                   | 16529,2                                 | 56766,8                                  | 56270,8                                | 696,0                                       | -496,0                                      |
| 9   | 15121,1                                   | 15534,5                                 | 57678,9                                  | 57265,5                                | 413,4                                       | -413,4                                      |
| 10  | 14299,0                                   | 15391,3                                 | 58101,0                                  | 57408,7                                | 1092,3                                      | -692,3                                      |

Несмотря на то, что применение устройств контроля притока дает практически такой же КИН на конец разработки, что и без их использования, использование даже самой простой стратегии управления принесло экономический эффект за счет большего темпа отбора нефти, и меньшего темпа отбора воды на начальном этапе разработки.

Средний прирост конечного КИН с использованием устройств контроля притока составил около 1%, прирост накопленной добычи нефти составил около 20 тыс. м<sup>3</sup>. Экономический эффект составил около 2,4 млн. долларов (при цене 50 долларов / баррель).



### Выводы

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в структуре запасов России приводит к созданию принципиально новых подходов и технологий для эффективного извлечения углеводородного сырья. В данной работе была проанализирована эффективность применения устройств контроля притока в условиях тонкой нефтяной оторочки нефтегазоконденсатного месторождения. Исследования, проведенные с использованием гидродинамического симулятора, показали, что технологический эффект с использованием устройств контроля притока, выраженный в приросте КИН, - оказался невысоким. Однако экономический эффект от перераспределения темпов отбора нефти и воды оказался весьма существенным.

Подобная компоновка скважины способна решать задачи, способствующие эффективной выработке трудноизвлекаемых запасов, в том числе и разработки тонкой нефтяной оторочкой с использованием устройств контроля притока.

Стоит также отметить, что применение устройств контроля притока определенной компоновки позволяет продлить срок эксплуатации скважин.

### Литература

1. Х. Азиз, Э. Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.

2. З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений – Печора: Печорское время, 2002. – 894 с.
3. К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. Нефтегазовая гидромеханика. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 480 с.
4. Т.Г. Бердин. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
5. Р.Д. Каневская. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
6. Косачук Г.П. Оценка коэффициента извлечения нефти нефтегазовых месторождений с нефтяной оторочкой / Г.П. Косачук, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2009. – Спец. вып. – С. 19-22.
7. Р.М. Тер-Саркисов. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. - М.: Недра, 2005. – 406 с.
8. Р.М. Тер-Саркисов, В.М. Максимов, К.С. Басниев, А.Н. Дмитриевский, Л.М. Сургучев. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. - М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 452 с.
9. S. D. Joshi. Основы технологии горизонтальной скважины. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2003. – 424 с.
10. Л.Н. Назарова. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. Пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с.
11. A. McIntyre, Marathon Oil UK; R. Adam, A.H. Denmark, J. Augustine, D. Laidlaw, Baker Oil Tools. Increasing Oil Recovery by Preventing Early Water and Gas Breakthrough in a West Brae Horizontal Well: A Case History, SPE 99718.
12. Ezzam A. Razak, K. S Chan and N. Darman, Petronas. Risk of Losing Oil Reserve by Gas-Cap Gas Production in Malaysian Thin Oil Rim Reservoirs, SPE 132070
13. K.H. Henriksen, SPE, Baker Oil Tool; E.I. Gule, SPE, Hydro ASA; and J. Augustine, SPE, Baker Oil Tools. Case Study: The Application of Inflow Control Devices in the Troll Oil Field, SPE 100308
14. Onwukwe S. I, SPE; FUTO, Obah B, SPE; FUTO and G.A. Chukwu, SPE; AUST. A Model Approach of Controlling Coning in Oil Rim Reservoirs, SPE 163039.

**ПРОГНОЗ ВСКРЫТИЯ КРОВЛИ СОЛЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ  
РАЗБУРИВАНИИ АГКМ  
(FORECAST OF EXPOSING FOR TOP OF SALT DEPOSITS WHILE  
EXPLORING AGKM)**

Ильин И.А., Старосек А.С., Ильин Н.А.  
ИТЦ ООО «Газпром добыча Астрахань»

Геологические модели любых месторождений нефти и газа всегда имеют целый ряд неопределенностей, обусловленных неточностью дистанционных методов исследований и неспособностью охватить всю площадь исследований в полном объеме. Важно учитывать эти неопределенности и знать их вес в модели, тогда процесс принятия решений при поисково-разведочных, эксплуатационных работах будет происходить с учётом всех возможных исходов, а не по ожидаемому единственному результату.

Структурная поверхность кровли соляных кунгурских отложений (P1k) Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) имеет самую большую неопределённость во всей геологической модели. Связано это в первую очередь с особенностями геологического строения. На АГКМ галогенные отложения в морфологическом смысле представлены соляными куполами высотой до 3,6 км, иногда с отвесными стенками.

При эксплуатационном разбурировании АГКМ особое внимание уделяется проектным отбивкам кровли галогенной толщи, т.к. существует три типа конструкции скважины - мульдовая, купольная и склоновая. Ошибка в прогнозных отбивках может привести к срыву сроков бурения, что отрицательно скажется на конечной стоимости бурения.

Одним из последних ярких примеров, значимой для бурения ошибки прогнозной отбивки вскрытия кровли соляных отложений, является пробуренная в 2014 г. скважина 1109. Разница между фактической и прогнозной отбивкой составила 605 м. Был проведен анализ причин расхождений по всем скважинам, пробуренным с 2010 г. Среднее значение ошибки составило 161 м. Выявляется четкая закономерность угла наклона кровли соляных отложений с величиной ошибки прогнозной отбивки. Созрела необходимость в оценки неопределённости структурной поверхности кунгурских солей, чтобы понять достоверность прогноза в каждой точке и понимать причины, влияющие на качество прогноза.

Суть методики оценки неопределенности структурной поверхности заключается в создании ансамбля реализаций существующей поверхности с заданным перцентилем. Для этого нужно определить тип распределения исходных данных, построить возможную карту вариаций рельефа поверхности (для нормального распределения – это карта стандартных отклонений). Для изучаемой структурной поверхности определить тип распределения элементарно не удалось. Проведя анализ различия

прогнозных отбивок и фактических, явно прослеживается четкая закономерность - чем круче склон, тем больше ошибка прогноза. Опираясь, на этот вывод, исследуемая поверхность была разбита на зоны по геоморфологическим особенностям – купольная, мульдовая и склоновая. Для каждой зоны по исходным данным (по которым строилась поверхность) были определены типы распределений. По каждой зоне исходные данные соответствуют нормальному типу распределения. Карта вариаций изменчивости рельефа поверхности кровли кунгурских отложений при нормальном распределении исходных данных будет соответствовать карте стандартных отклонений.

Для построения карты стандартных отклонений по зонам был проведен вариограммный анализ по скважинным и сейсмическим 2D данным. Результаты оказались идентичными, что говорит о применимости существующих дистанционных и прямых методов исследований для анализа. Сейсмические данные дают большую, по сравнению со скважинными, ошибку прогноза, но приемлемо описывают геоморфологическую изменчивость структурной поверхности. Результатом анализа являются функции для мульдовых, купольных и склоновых зон (рис. 1).

Данные графики показывают наиболее вероятные вариации рельефа поверхности кунгурских отложений в зависимости от удаления от исходных данных. Для купольных и мульдовых зон функции схожи. Для каждой зоны были построены с помощью полученных зависимостей карты стандартных отклонений.

Поверхность кровли соляных отложений строится с помощью скважинных и сейсмических данных. Точность определения истинной глубины поверхности у этих двух типов исходных данных разная. Для прогноза необходимо учитывать вес этих исходных данных. Точность определения глубины поверхности по скважинам  $\pm 0$  м. Для определения точности по сейсмическим данным был проведен сравнительный анализ по прогнозным отбивкам, сделанным на основе структурной карты кунгурских отложений и по факту, т.е. по пробуренным скважинам, находящимся не далее 50 м от сейсмического профиля. Средняя величина ошибки прогноза  $\pm 161$  м, максимальная 719 м. Наибольшие ошибки приурочены с склоновым зонам, причем чем больше угол наклона соляного купола, тем больше отличается факт от прогноза. Данное утверждение далеко не новость, ведь в основе сейсморазведки МОГТ, применяемой на АГКМ, лежат принципы геометрической оптики. Проще говоря, при углах наклона свыше  $30^\circ$  прямых отражений регистрируемых продольных волн просто не может быть, поэтому склоны соляного купола пикируются по косвенным признакам, а не по фазе.

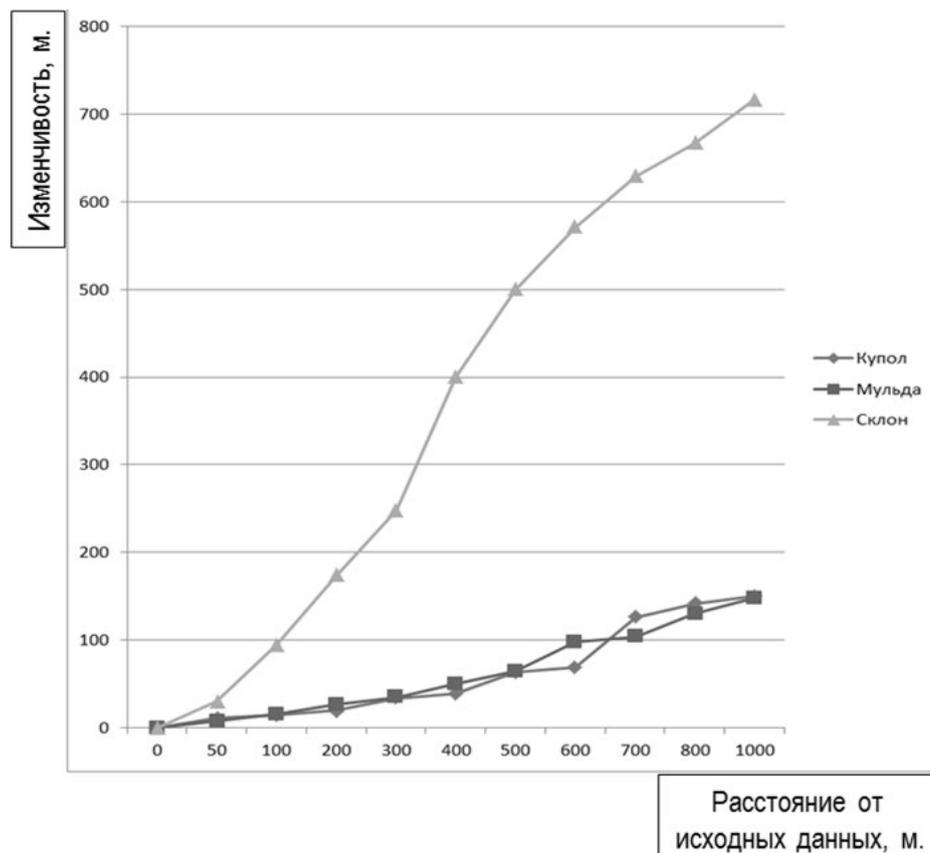


Рис.1 Зависимость изменчивости рельефа поверхности кровли соляных отложений от удаленности от исходных данных

Опыт эксплуатационного бурения показывает, что на склоновых участках величина ошибки прогноза по сейсмическим данным именно на профиле 2D в среднем составляет  $\pm 423$  м. Во многом такая ошибка связана с неучетом двумерной сейсморазведки сейсмического сноса, который так актуален для солянокупольной площади. В местах исследуемой площади, где углы падения меньше  $30^\circ$ , ошибка прогноза по сейсмическим данным составляет  $\pm 30$  м – это купольные и мульдовые части, которые хорошо коррелируются на сейсмических разрезах.

Используя полученные точности для исходных данных и карты изменчивости морфологии рельефа карты кунгурских отложений в зависимости от удаления от исходных данных, была построена итоговая карта вариаций рельефа, в нашем случае при нормальном распределении

исходных данных, эта карта стандартных отклонений (рис.2).

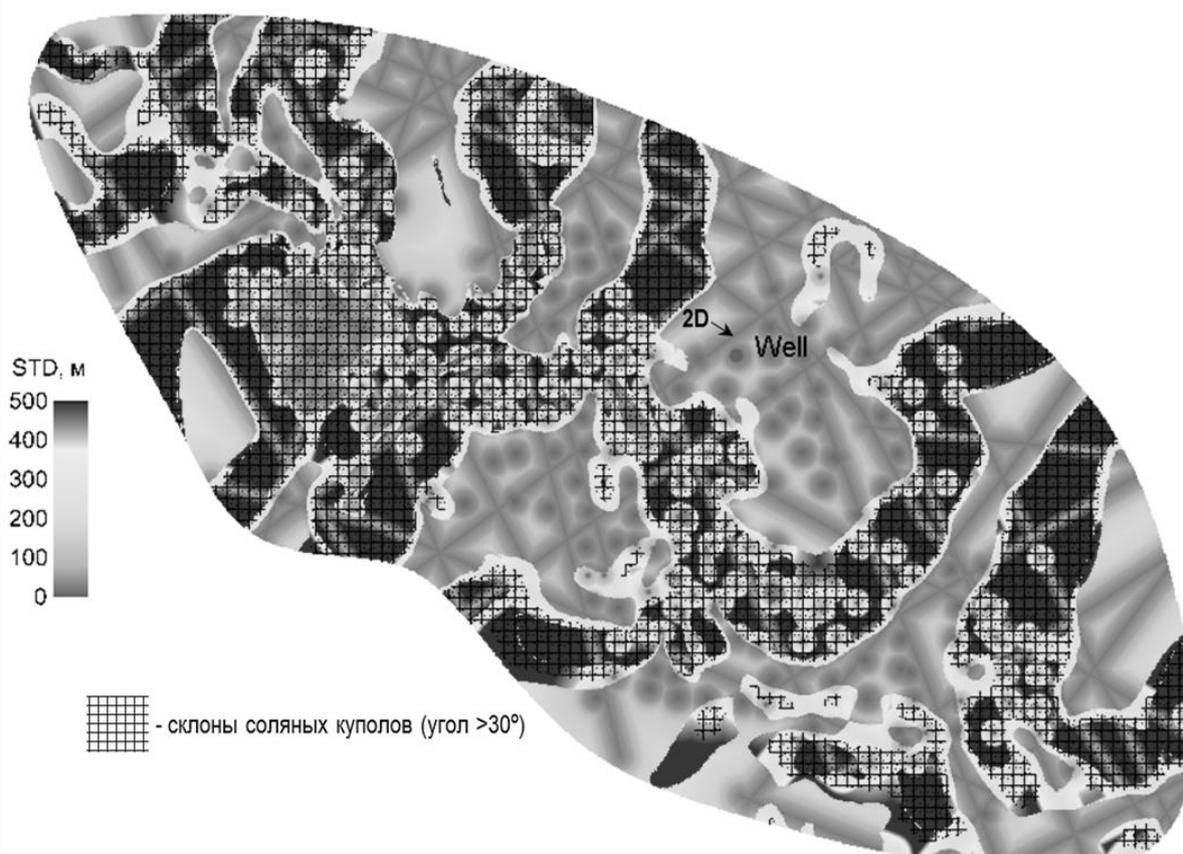


Рис.2 Карта стандартных отклонений поверхности P1k

Полученная карта наиболее полно и достоверно отображает истинную изменчивость рельефа структурной поверхности кровли солей в свете имеющихся исходных данных. Кроме того, данная карта учитывает вкладываемый вес различных исходных данных в точность прогноза.

Итогом оценки неопределенности любой структурной поверхности, является построенный ансамбль множества возможно существующих структурных поверхностей. Для этого к карте базового сценария прибавляется произведение коэффициента стандартного отклонения на карту стандартных отклонений. Тем самым, были получены все возможные поверхности кровли кунгурских отложений.

Имея оценку неопределенности структурной поверхности кровли галогенных отложений можно давать прогнозные отбивки на стадии проектирования скважин с определенной долей вероятности точностью, что позволяет выбирать очередность бурения скважин в зависимости от технолого-экономической обеспеченности на текущем периоде. Теперь можно на количественном уровне оценивать слабоизученные места, что позволяет оценивать необходимость и очередность геологоразведочных работ для достижения сокращения неопределенности до конкретного уровня. С помощью карты вариаций рельефа можно выявлять причины расхождения прогнозных отбивок от фактических. Имея расхождения,

превышающие допустимые прогнозные, можно делать выводы или об ошибке интерпретации сейсмических данных или о новой геологической информации. Появляется возможность акцентирования внимания именно на новую информацию. Проводка скважин через галогенную толщу сопровождается большими рисками аварийности бурения. Результаты данной работы позволяют оценивать геологические риски при разбурировании АГКМ.

Моделирование неопределенности сегодня применяется редко из-за сложности и трудоемкости. Упрощенные оценки неопределенности ненадежны и зачастую только усложняют процесс принятия решений. Предложенная методика оценки неопределенности структурной карты P1k наиболее полно описывает существующую геологическую изменчивость и учитывает вес исходных данных в полном объеме, что поможет в процессе принятия решений с учетом геологических рисков бурения.

**НЕФТЕКОКСОВАЯ МЕЛОЧЬ – НОВЫЙ УГЛЕРОДИСТЫЙ  
ВОССТАНОВИТЕЛЬ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА КАРБИДА КРЕМНИЯ  
(OIL COKE BREEZE – NEW CARBONACEOUS REDUCING FOR  
MANUFACTURING SILICON CARBIDE)**

Иринчеев М.А.

(научный руководитель - член-корр. РАЕН, академик МАНЭБ  
профессор Дошлов О.И.)

Национальный исследовательский Иркутский государственный  
технический университет

Карбид кремния — это материал, обладающий чрезвычайно широким комплексом полезных свойств: электротехнических, антикоррозионных, прочность. Благодаря этому он все шире внедряется в технику. Высокая твердость позволяет использовать его как абразив, а жаростойкость и химическая инертность определяют его применение в качестве огнеупорного конструкционного и защитного материала в металлургии, машиностроении, химическом аппаратостроении[1].

В последние годы карбид кремния прочно завоевал также место среди полупроводниковых материалов. Уже давно сформировались области применения поликристаллического карбида кремния, в которых используются его полупроводниковые свойства: на его основе изготавливают игнитронные поджигатели, волноводные поглощающие нагрузки, нагреватели электрических печей, различного типа нелинейные сопротивления и т. д.

Карбид кремния представляет собой физико-химическое соединение углерода с кремнием:  $\text{Si}_2\text{C}$  ( $\text{Si}=\text{C}=\text{Si}$ ). Зерна карбида кремния, благодаря твердой и кристаллической структуре с высокой режущей способностью подходят для обработки лака, краски, шпаклевки, стекла, керамики, камня, чугуна, титана, резины и различных полимеров.

Производство карбида кремния осуществляется по формуле:



В качестве углерода применялась нефтекоксая мелочь Ангарского НПЗ (НК Роснефть). Использование всего гранулометрического состава нефтяного кокса относится к проблеме облагораживания кокса. Трудность прокаливания мелких фракций кокса вследствие их интенсивного сгорания требует разработки альтернативных способов вовлечения этого продукта в дальнейшее производство или придания мелочи кокса таких свойств, которые бы удовлетворяли требованиям определенного круга потребителей. Нефтекоксая мелочь получается при разрезании коксового «пирога» гидрорезаком[2].

Нами изучена зависимость образования нефтекоксой мелочи при производстве сырого кокса, она представлена на рис. 1

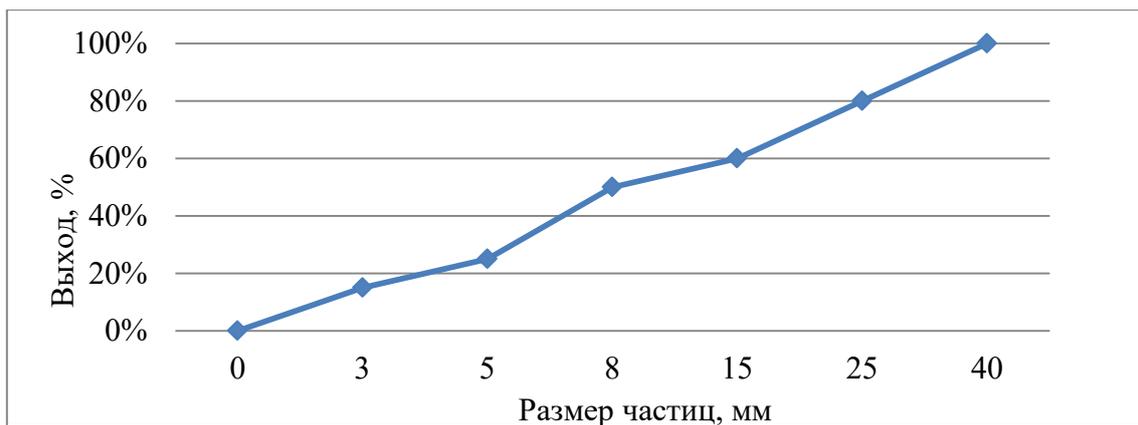


Рис. 1. Гранулометрический состав суммарного нефтяного кокса.

Исследование гранулометрического состава были проведены на лабораторном вибрационном грохоте «Рассев лабораторный РЛ-1». На графике приведен гранулометрический состав нефтекоксовой мелочи Ангарского НПЗ, из которого видно, что содержание фракции нефтекоксовой мелочи (0-8 мм.) составляет 50 % от всего объема нефтекокса.

Также было проведено исследование гранулометрического состава фракции 0-8 мм. С целью изучения отдельных свойств мелочи (содержание внутренней влаги, объем открытых пор, пористость, удельная поверхность).

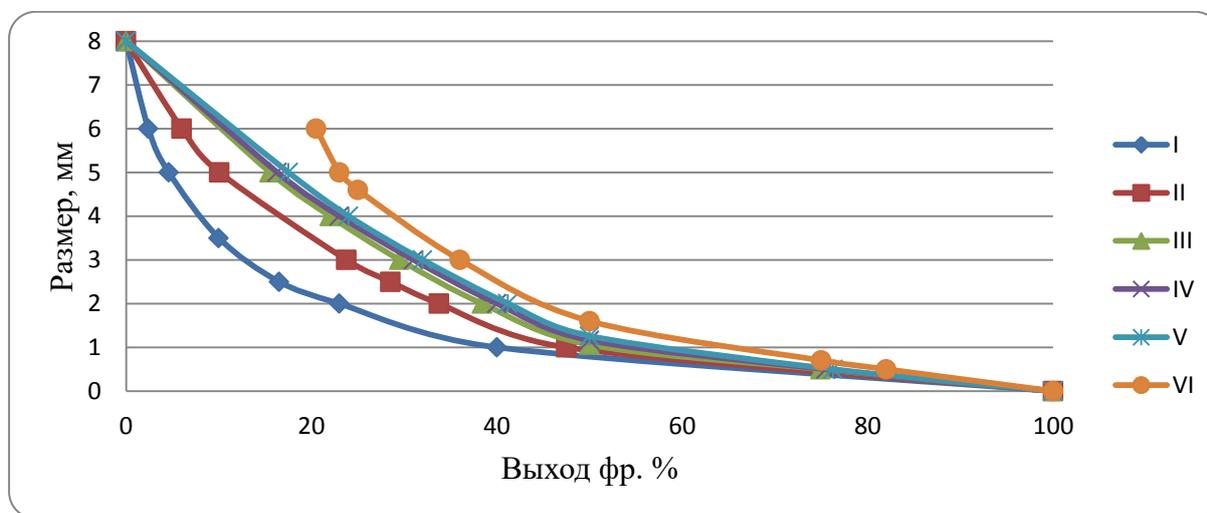


Рис. 2. Гранулометрический состав нефтекоксовой мелочи фракция 0-8 мм.

Суммарная линия всех измерений построена пунктирным штрихом на рис. 2. Из графика видно что, 70 % мелочи составляет фракция 0-3 мм., исследования показали, что эта фракция содержит наибольшее число внутренней влаги (15 %), следовательно, высвобождение этой влаги приведет увеличению объема открытых пор и удельной поверхности.

Крупность восстановителя имеет большое значение: чем мельче, тем лучше. Нижняя граница определяется условиями выноса частиц из верхнего слоя печи колошниковыми газами, верхняя технико-экономическими соображениями (выход класса, количество и реализуемость мелочи и др.)

Исследования нефтекоксовой мелочи показали, что содержание внутренней влаги не позволяет использовать мелочь в том виде, в котором она производится на установке.

Влага восстановителя вредна по ряду причин. Она является источником водорода, затрудняет, а при высоком содержании делает невозможным процесс грохочения и получения незамусоренного восстановителя. Колебания влажности восстановителя затрудняют его точную дозировку и соблюдение заданного избытка углерода.

Вследствие испарения влаги и воздействия водяного пара на углеродистый материал можно создать положительный эффект, заключающийся в паровой активации восстановителя, сопровождающейся повышением его реакционной способности и удельного электросопротивления. Интенсивность восстановления зависит от поверхности, доступной окислителю, активности углерода, механизма реакции и условий их протекания.

Влажность нефтяных коксов на УЗК обусловлена спецификой их выгрузки из реакторов коксования водяными струями. При этом выгружаемый кокс увлажняется как за счёт контакта с водой и транспорта воды по поровым каналам, так и за счёт «втягивания» воды в поры кокса в результате конденсации паров и уменьшения объёма газов в порах при охлаждении кокса[3].

Наличие большого (до 15 %) количества влаги в коксе создаёт значительные трудности при его внутриустановочной обработке на УЗК (низкая эффективность рассева на грохоте смерзание в зимнее время в бункерах), транспортировке (смерзание в зимнее время в вагонах), разгрузке и потреблении. Перевозка кокса с большим содержанием влаги - балласта - приводит к нерациональному использованию железнодорожного транспорта. Кроме того, при прокаливании высушенного кокса снижаются его угар и расход топлива повышается на 10-20% производительность прокалочных установок [4].

Пористость кокса при использовании высоконапорных водяных струй в процессе его выгрузки из реакторов обуславливает наличие в нём влаги как внутренней, заполняющей поры, так и внешней, находящейся в межкусковом пространстве.

Кинетика обезвоживания суммарного кокса на приреакторной площадке (накопитель кокса, совмещённый с фильтром-отстойником) показывает, что безопасная в отношении смерзания влажность суммарного кокса (фр. 0-250 мм) 8% достигается через 15-16 ч.. Следует отметить, что

при увеличении производительности действующих УЗК путём сокращения цикла коксования до 24 ч и менее, кокс с приреакторной площадки в бункерный склад отгружается через 4-5 ч с влажностью 12-15%, а если без задержки, то с влажностью 15-25%. То есть, естественное обезвоживание суммарного кокса не достигает необходимого уровня – 7 - 8%.

Указанные обстоятельства вызывают необходимость рассмотрения вопроса о целесообразности принудительного удаления влаги из кокса непосредственно на УЗК. Экспериментально установлено, что нефтяной кокс в порах может удерживать свыше 30% влаги, которая на 97% является свободной, т.е. способной перемещаться под действием сил тяжести.

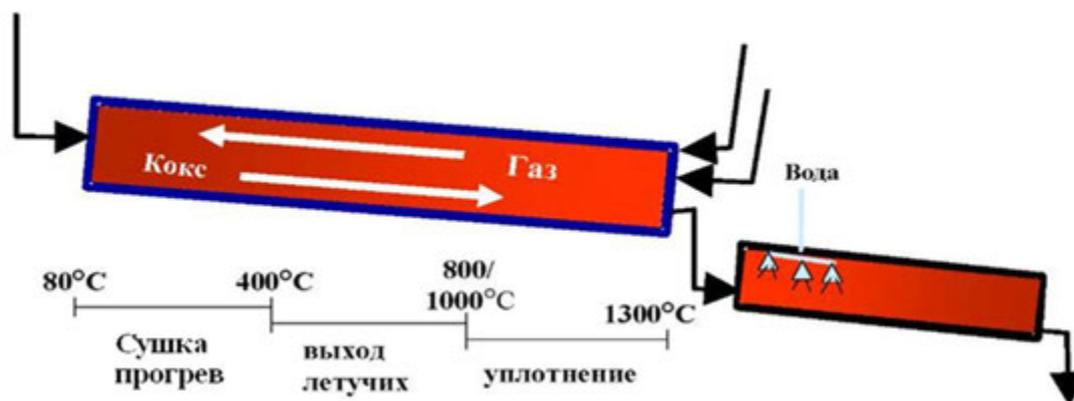


Рис. 3. Схема процесса облагораживания нефтекоксовой мелочи.

Проведенные расчеты показали что наиболее эффективной установкой по сушке нефтекоксовой мелочи является сушилка барабанного типа, в работе проведены ее расчеты, на предмет затрат капитальных вложений и энергии. При использовании барабанной сушилки достигается снижение влажности до 3-4 % при производительности 20 т/час. Барабан имеет диаметр  $D = 2$  м., и длину  $L = 12$  м. Время пребывания материала в барабане 20 мин.

*Преимущества барабанной сушилки:*

- интенсивность и равномерность сушки вследствие тесного контакта материала и сушильного агента;
- относительная простота и компактность устройства;
- большая производительность;
- большое напряжение барабана по влаге,;

Необходимо отметить, что термическая сушка кокса на УЗК довольно затратный процесс. Ориентировочная стоимость изготовления основного технологического оборудования сушильной установки производительностью 20 т/час в России составит 50 тыс. долл. Кроме того, при использовании установки осушки кокса на УЗК необходимо иметь промежуточные бункеры большой ёмкости для обеспечения непрерывности её работы.

Основными показателями качества нефтекоксовой мелочи, влияющими на процесс восстановления карбида кремния являются реакционная способность и удельная поверхность. Изучение этих показателей позволяет сделать заключение о возможности и способе облагораживания (активации) нефтекоксовой мелочи.

Физико-химические свойства восстановителей оказывают комплексное влияние на эффективность бесшлаковых процессов. Однако в настоящее время не существует модели, в которой был бы отражен вклад каждого свойства и во взаимодействии с другими. Известно лишь, что с увеличением поверхности, реакционной способности и удельного электросопротивления эффективность использования восстановителей возрастает. Поэтому говоря о требованиях, нет необходимости ограничивать верхний предел показателей. Он определится эффективностью в сфере производства и в сфере использования. Установление допустимого нижнего значения показателей физико-химических свойств восстановителя необходимо, но представляет сложную и ответственную задачу. Для восстановителей для кремнистых сплавов такими показателями являются: ЭУП = 7 м<sup>2</sup>/ч, РС=0,8 мл (г-с), УЭП=3 Ом-см [5].

В процессе сушки нефтяного кокса до температур 470 – 490 С проходит паровая активация нефтекоксовой мелочи увеличивается поверхность и пористость за счет высвобождения капелярной воды, в связи с этим увеличивается реакционная способность мелочи. Реакционная способность углеродистого восстановителя характеризует его способность реагировать с диоксидом углерода (СО<sub>2</sub>). Результаты исследований позволяют сделать вывод о том, что РС УМ определяется их молекулярной и кристаллической структурой, степенью и характером пористости. Причем, РС нефтяных коксов (НК) зависит от влияния различных факторов:

- качества и предварительной подготовки сырья;
- технологии коксования;
- температурой термообработки;

Свойства нефтекоксовой мелочи, в том числе реакционную способность можно регулировать предварительной термообработкой самих коксов [6].

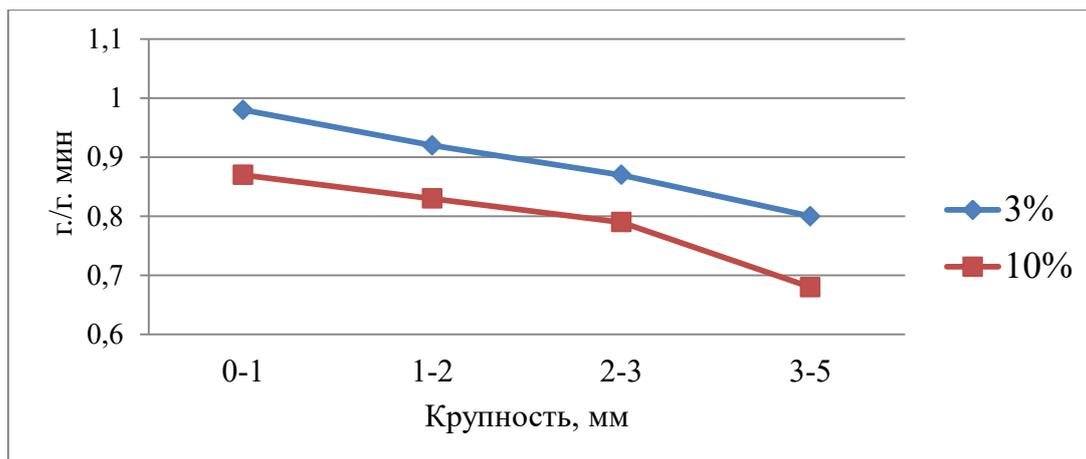


Рис. 4. Зависимость реакционной способности от влажности нефтекоксовой мелочи

Из графика 4 видно что, реакционная способность осушенной нефтекоксовой мелочи выше, чем мелочи с содержанием влаги (10-15 %).

Удельная поверхность частиц влияет на поведение порошков при формовании и спекании, очень важна для реакций, проходящих на поверхности материалов. Удельная поверхность представляет собой сумму наружных поверхностей всех частиц, имеющих в единице его объема или массы. Она зависит от размера, формы и микроструктуры частиц. Определение удельной поверхности проводилось на многофункциональном приборе ПСХ-12, предназначенном для измерения газопроницаемости пористых образцов, удельной поверхности и среднего размера частиц порошков. Результаты измерений прибором ПСХ-12 (SP) соответствуют стандартам: европейским (DIN, ISO), американским (ASTM).

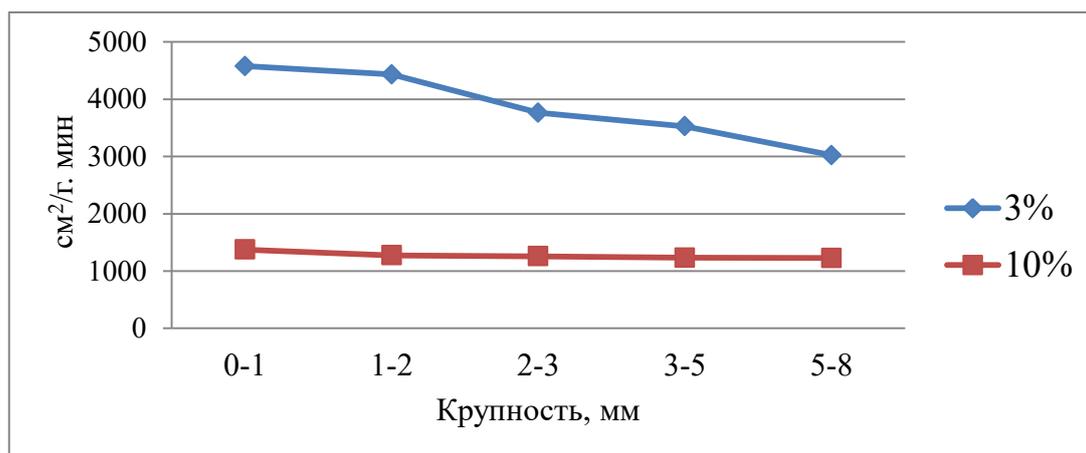


Рис. 5. Зависимость удельной поверхности от влажности нефтекоксовой мелочи

Из графика 5 видно что, удельная поверхность осушенной нефтекоксовой мелочи значительно выше чем УП мелочи с содержанием влаги (10-15 %).

Таким образом, в результате проведенной работы впервые в РФ было установлено, что нефтекоксовая мелочь фр. 0-8 мм. может быть использована в качестве восстановителя при производстве карбида кремния. Повышенная влажность восстановителя ухудшает тепловой баланс электроплавки ввиду затрат тепла на испарение и, частично, диссоциацию воды, а так же вызывает повышенный расход восстановителя в связи с его активным окислением водяным паром и продуктами диссоциации воды. При использовании влажного восстановителя возникают трудности с его рассевом на вибрационных грохотах, особенно в процессе отделения мелочи фр. 0-8 мм. Наибольшее отрицательное влияние в целом оказывает не столько абсолютное содержание влаги, сколько нестабильность этого показателя, обуславливающая снижение точности шихтовки печи по углероду. Установлено, что увеличение реакционной способности и удельной поверхности нефтекоксовой мелочи влечет за собой усовершенствование технологии получения карбида кремния. Снижение материальных и капитальных затрат на его производство.

ИрГТУ совместно с ОАО «Карборундум Технолджис» были разработаны Технические условия «НЕФТЕКОКСОВАЯ МЕЛОЧЬ (ФРАКЦИЯ 0-8 мм.) ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА КАРБИДА КРЕМНИЯ» ТУ 0258-409-05742746-2015.

## Литература

1. Беляев А.Е., Конакова Р.В. Карбид кремния: технология, свойства, применение. Х.: Химия, 2010. - 532 с.
2. Дошлов О. И. Высокореакционные коксы как восстановители кремния. - ИрГТУ. - Всероссийская научно-практическая конференция, «Химия и химическая технология». - Иркутск, 2006г.
3. Сюняев З. И. Производство, облагораживание и применение нефтяного кокса. - М.: Химия, 1973. - 296 с.
4. Походенко Н. Т., Брондз Б. И. Получение и обработка нефтяного кокса. - М.: Химия, 1986.-312 с.
5. Тихонов А.А., Хайрудинов И.Р., Ахметов М.М., Теляшев Э.Г. Перспектива осушки нефтяного кокса на установках замедленного коксования// Мир нефтепродуктов. – 2012. - № 2, с. 18-22.
6. О.И. Дошлов, И.О. Дошлов, М.Н. Крылова «Новый углеродистый восстановитель для выплавки химически чистого кремния на основе высокореакционного нефтяного кокса» Сборник трудов XX Международного конгресса «Новые технологии газовой, нефтяной

- промышленности, энергетики и связи». Иркутск, 2011, 450 с.
7. Спешилов Е.Г., Дошлов О.И. Требования к качеству углеродистых восстановителей. Сборник научных трудов XIX Всероссийской студенческой научно-практической конференции с международным участием «Безопасность-2014» г. Иркутск, 22-25 апреля 2014 г.

# **ЭКОНОМИКО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МУН НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕДОБЫЧИ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

Кали М.Е.

(научный руководитель - профессор Сафаров Г.А.)

АО «КазНИПИМунайгаз»

На сегодняшний день существующие огромное многообразие базовых методик управления резервами финансовой стабильности, универсальных для предприятий всех отраслей. Но, несмотря на это, решение данной проблемы на предприятиях нефтегазодобывающего сектора требует более тщательной, подчас индивидуальной проработки механизмов достижения стабильного финансового роста.

Данное обстоятельство связано, прежде всего, со спецификой производственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий, характеризующейся с одной стороны высокой фондоемкостью, и с другой стороны – естественным спадом производственной рентабельности по мере снижения объемов добычи в результате неминуемого исчерпывания основного продукта производства- нефти и газа[1].

По мере роста возраста скважин, возникает необходимость в усложнении процесса добычи, с использованием более дорогостоящих и наукоемких технологий и оборудования, для обеспечения нормального процесса добычи, поддержания искусственного давления на пласт и т.п. Кроме того, возрастает острая потребность в дополнительных капитальных затратах, а также кадровых и материальных издержках. В подобной ситуации, формирование резервов финансовой стабильности становится не только жизненно-важной, но и весьма трудноосуществимой задачей[2].

При этом стоит отметить, что проблема формирования резервов финансовой стабильности на предприятиях нефтедобычи с месторождениями поздней стадии разработки в настоящее время приобрела глобальный характер. По данным статистического агентства «CIA-The world factbook», в общемировой структуре разрабатываемых месторождений более 30% относятся к месторождениям поздней стадии разработки, что, несомненно, является своего рода двигателем технологического прогресса в нефтегазодобывающей отрасли. Что же касается методов формирования резервов финансовой стабильности на нефтегазодобывающих предприятиях, то существует, как уже было отмечено ранее, четкая привязка к проблематике производственного процесса и, в первую очередь, решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов[3].

Как уже было отмечено ранее, нефтегазодобыча, особенно на поздних стадиях разработки – процесс капиталоемкий, в связи, с чем

особое внимание при поиске оптимальных методов повышения нефтеотдачи пластов должно быть уделено экономической эффективности и целесообразности предполагаемых мероприятий. В связи, с чем в современной практике широко применяется моделирование и прогнозирование, в том числе с использованием как универсальных экономико-статистических моделей, так и разрабатываемых «с нуля» - непосредственно для реализации целей и задач отдельно взятого производства.

Применение экономико-статистического моделирования реализации МУН на предприятиях нефтегазодобычи позволяет решить ряд специфических прикладных задач:

1. Анализ и прогнозирование показателей производственной деятельности;
2. Моделирование изменения динамики нефтеотдачи и нефтедобычи в зависимости от изменения ключевых факторов (факторный анализ);
3. Сценарное моделирование экономической целесообразности применения того или иного метода или технологии, повышающей эффективность и рентабельность производственного процесса;
4. Моделирование зависимости уровня себестоимости от состояния.

Вышеназванный список может быть также расширен возможностями экономико-статистического моделирования.

Таким образом, экономико-статистические модели позволяют произвести всестороннюю диагностику предполагаемого производственного процесса, выявить возможные проблемы и определить оптимальные пути их устранения с целью повышения финансовой стабильности[4].

Далее, на примере НГДУ-1 месторождения Узень (компания Озенмунайгаз) рассмотрены этапы применения экономико-статистического моделирования для обоснования производственно-экономической эффективности МУН.

В условиях большой выработанности литологической осложненности месторождений эффективно применение одновременно-раздельной эксплуатации за счет обработки призабойной зоны пласта с помощью термолитиза монотоплива. Дебиты скважин за счет подключения новых продуктивных горизонтов могут возрасти в 2-3 раза[5].

Его применение на НГДУ-1 целесообразно по следующим причинам:

1. Удаление асфальтосмолапарафиновых отложений и создания импульса давления;
2. Повышение эффективности вытеснения за счет повышения температуры химических реагентов;
3. Не требуется специальная подготовка пласта и создания сложных моделей воздействия с привлечением специалистов сторонних организаций;

4. Относительно низкая стоимость осуществления мероприятия;
5. Снижение обводненности.

**Таблица 1– Характеристика метода увеличения нефтеотдачи за счет обработки призабойной зоны пласта с помощью термолиза монотоплива**

| <b>Наименование критерия</b>   | <b>Характеристика</b> |
|--|-----------------------|
| Прогнозируемый эффект прироста коэффициента нефтеотдачи                              | 19%                   |
| Временной интервал проведения работ  | 1 сутки               |
| Процент эффективности применительно к группам скважин согласно опытным исследованиям | 92%                   |
| Прогнозируемый эффект в отношении снижения показателя обводненности                  | 4%-7%                 |

\*Примечание: разработано автором

На предварительном этапе анализа целесообразно проведение сопоставительной оценки факторов, влияющих на отдельные статьи эксплуатационных расходов для учета выявленных закономерностей в процессе выбора МУН.

Для более наглядного формата таблицы с исходными данными, ниже и далее по всем моделям представлено соответствие факторов изменения затрат кодовым значениям в модели.

**Таблица 2- Факторы изменения затрат на электроэнергию по НГДУ-1**

| <b>Наименование фактора</b>   | <b>Кодовое значение в модели</b> |
|---|----------------------------------|
| Скважино месяц по действующему фонду, t                                 | X1                               |
| Обводненность в добываемой жидкости, %, В                               | X2                               |
| Удельный вес механизированного фонда скважин, в долях единицы, $\gamma$ | X3                               |
| Численность ПП, чел.  | X4                               |
| Средний возраст скважин, лет  | X5                               |
| Коэффициент нефтеотдачи в долях ед., К                                  | X6                               |

\*Примечание: составлено автором

Таким образом, предстоит выстроить шестифакторную модель изменения затрат на электроэнергию.

**Таблица 3- Исходные данные для построения регрессионной модели влияния производственных факторов на расходы по электроэнергии**

| Год  | Затраты на энергию по извлечению нефти, тыс. \$, | X1        | X2   | X3   | X4    | X5 | X6   |
|------|--|-----------|------|------|-------|----|------|
| 2004 | 1 066  | 1 263 630 | 0,80 | 0,97 | 2 390 | 25 | 0,25 |
| 2005 | 1 297  | 1 280 420 | 0,80 | 0,96 | 2 548 | 26 | 0,26 |
| 2006 | 1 635  | 1 307 065 | 0,80 | 0,95 | 2 618 | 28 | 0,26 |
| 2007 | 2 177  | 1 319 475 | 0,81 | 0,94 | 2 668 | 30 | 0,27 |
| 2008 | 2 152  | 1 334 075 | 0,81 | 0,94 | 2 696 | 31 | 0,27 |
| 2009 | 2 449  | 1 351 960 | 0,82 | 0,94 | 2 643 | 32 | 0,28 |
| 2010 | 3 623  | 1 374 590 | 0,83 | 0,95 | 2 442 | 33 | 0,28 |
| 2011 | 4 219  | 1 275 675 | 0,84 | 0,96 | 2 322 | 35 | 0,29 |
| 2012 | 5 776  | 1 326 045 | 0,85 | 0,96 | 2 427 | 37 | 0,29 |
| 2013 | 7 875  | 1 355 610 | 0,85 | 0,97 | 2 463 | 39 | 0,30 |

\*Примечание: составлено автором на основании изучения материалов НГДУ-1 месторождения Узень АО «Озенмунайгаз»

**Таблица 4- Кодировка факторов изменения затрат по искусственному воздействию на пласт по НГДУ-1**

| Наименование фактора                       | Кодовое значение в модели |
|--|---------------------------|
| Объем закачки воды (газа) в млн.м3/год, Q3 | X1                        |
| Фонд нагнетательных скважин, Фн            | X2                        |
| Численность ПП, чел., г                    | X4                        |

\*Примечание: составлено автором

В данном случае необходимо выстроить трехфакторную модель оценки изменения расходов.

**Таблица 5- Исходные данные для построения регрессионной модели влияния производственных факторов на расходы по искусственному воздействию на пласт**

| Год  | Расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс. \$, | X1   | X2  | X3         | X4    |
|------|--|------|-----|------------|-------|
| 2004 | 839  | 11,8 | 322 | 51 435 605 | 2 390 |
| 2005 | 1 019  | 14,3 | 350 | 61 516 226 | 2 548 |
| 2006 | 1 272  | 14,8 | 350 | 66 059 047 | 2 618 |
| 2007 | 1 675  | 15,4 | 351 | 70 981 413 | 2 668 |

|             |       |      |     |            |       |
|-------------|-------|------|-----|------------|-------|
| <b>2008</b> | 1 640 | 16,0 | 352 | 72 984 874 | 2 696 |
| <b>2009</b> | 1 849 | 16,0 | 337 | 74 325 243 | 2 643 |
| <b>2010</b> | 2 710 | 16,3 | 275 | 80 179 575 | 2 442 |
| <b>2011</b> | 3 128 | 16,4 | 270 | 82 681 542 | 2 322 |
| <b>2012</b> | 4 245 | 17,0 | 278 | 90 755 007 | 2 427 |
| <b>2013</b> | 5 739 | 14,9 | 278 | 91 553 140 | 2 463 |

\*Примечание: составлено автором на основании изучения материалов НГДУ-1 месторождения Узень АО «Озенмунайгаз»

**Таблица 6- Кодировка факторов изменения затрат на сбор, транспортировку и технологическую подготовку нефти и газа по НГДУ-1**

| <b>Наименование фактора</b>                         | <b>Кодовое значение в модели</b> |
|---|----------------------------------|
| Скважино месяц числившихся по действующему фонду, t | X1                               |
| Объем добычи жидкости, тыс.тн./год, Qж              | X2                               |
| Обводненность в добываемой жидкости, %, В           | X3                               |
| Численность ПП, чел., г                             | X4                               |

\*Примечание: составлено автором

Данная модель также является четырех факторной.

**Таблица 7- Исходные данные для построения регрессионной модели влияния производственных факторов на затрат на сбор, транспортировку и технологическую подготовку нефти и газа**

| <b>Год</b>  | <b>Затраты на сбор и транспортировки нефти + затраты на технологической подготовки нефти, тыс. \$,</b> | <b>X1</b> | <b>X2</b> | <b>X3</b>  | <b>X4</b> |
|-------------|--|-----------|-----------|------------|-----------|
| <b>2004</b> | 1 341  | 1 263 630 | 7 098     | 51 435 605 | 2 390     |
| <b>2005</b> | 1 629  | 1 280 420 | 7 520     | 61 516 226 | 2 548     |
| <b>2006</b> | 2 033  | 1 307 065 | 9 149     | 66 059 047 | 2 618     |
| <b>2007</b> | 2 677  | 1 319 475 | 10 047    | 70 981 413 | 2 668     |
| <b>2008</b> | 2 622  | 1 334 075 | 10 526    | 72 984 874 | 2 696     |
| <b>2009</b> | 2 956  | 1 351 960 | 10 596    | 74 325 243 | 2 643     |
| <b>2010</b> | 4 333  | 1 374 590 | 11 034    | 80 179     | 2 442     |

|             |       |           |        |               |       |
|-------------|-------|-----------|--------|---------------|-------|
|             |       |           |        | 575           |       |
| <b>2011</b> | 5 000 | 1 275 675 | 11 212 | 82 681<br>542 | 2 322 |
| <b>2012</b> | 6 786 | 1 326 045 | 11 274 | 90 755<br>007 | 2 427 |
| <b>2013</b> | 9 174 | 1 355 610 | 9 735  | 91 553<br>140 | 2 463 |

\*Примечание: составлено автором на основании изучения материалов НГДУ-1 месторождения Узень АО «Озенмунайгаз»

Результаты проведенного анализа позволили сделать следующие выводы:

1. При увеличении скважиномесяцев на 1 месяц на одну действующую скважину, произойдет увеличение расходов на электроэнергию на 0,02 тысячи долларов;

2. Увеличение обводненности на 1 будет способствовать увеличению затрат на электроэнергию на 101 523 тысячи долларов;

3. Увеличение механизированной добычи на 1 процент будет способствовать увеличению расходов на электроэнергию на 76 519 тысяч долларов;

4. Рост численности персонала на 1 человека провоцирует уменьшение расходов на электроэнергию на 7,2 тысяч;

5. Увеличение среднего возраста скважин на 1 год будет способствовать увеличению затрат на электроэнергию в размере 450,6 тысяч долларов;

6. Увеличение коэффициента нефтеотдачи на 1 процент будет способствовать увеличению расходов на электроэнергию на 126 615 тысяч долларов.

При анализе расходов по воздействию на пласт, были выявлены следующие данные:

1. Увеличение объема закачки воды на 1 млн. куб. метров в год будет способствовать увеличению издержек по поддержанию пластового давления на 472 тысячи долларов;

2. Увеличение фонда нагнетательных скважин на 1 единицу будет способствовать снижению затрат по искусственному воздействию на пласт на 33 тысячи долларов;

3. Увеличение численности производственного персонала на 1 человека будет способствовать увеличению затрат по искусственному воздействию на пласт на 0,0001 тысяч долларов. Иными словами, в данном случае влияние изменения численности персонала не столь значимо.

Проанализировав затраты на сбор, транспортировку и предварительную подготовку можно сделать следующие выводы:

1. Увеличение скважино месяцев числившихся по действующему фонду на 1 единицу спровоцирует увеличение затрат на 0,03 тысячи долларов;

2. Увеличение объема добычи жидкости, 1 тыс. тн./год, будет способствовать увеличению расходов на транспортировку, сбор и подготовку продукции на 0,87 тысячи долларов;

3. Увеличение обводненности в добываемой жидкости на 1 процент будет способствовать увеличению расходов 0,0008 тысячи долларов;

4. Увеличение численности ПП на одного человека будет способствовать уменьшению затрат на 0,8 тысячи долларов.

Далее необходимо выявить зависимость изменения цеховых расходов от определяющего показателя.

**Таблица 8- Исходные данные для определения зависимости цеховых расходов от определяющего показателя**

| Года | Цеховые расходы, тыс. \$, | Фонд скважин, Ф |
|------|---------------------------|-----------------|
| 2004 | 19 560                    | 1 404           |
| 2005 | 24 119                    | 1 409           |
| 2006 | 29 815                    | 1 413           |
| 2007 | 38 684                    | 1 409           |
| 2008 | 37 484                    | 1 418           |
| 2009 | 41 725                    | 1 430           |
| 2010 | 60 422                    | 1 450           |
| 2011 | 68 980                    | 1 359           |
| 2012 | 92 774                    | 1 396           |
| 2013 | 124 444                   | 1 422           |

\*Примечание: составлено автором

Исследование можно произвести аналогичным образом, методом наименьших квадратов с расчетом детерминант.

В результате проведенного анализа было выявлено, что снижение фонда скважин на 1 единицу приведет к увеличению цеховых расходов на 79 тысяч долларов.

Результаты исследования доказывают, что необходимо учитывать, что при реализации мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, возможно повышение расходов по тем или иным группам издержек, включенных в производственные.

Таким образом, в ходе проведенного факторного анализа были выявлены следующие закономерности:

1. Основной резерв снижения производственных издержек заложен в снижении обводненности и снижении затрат на искусственное воздействие на пласт;

2. Наибольшее влияние на величину эксплуатационных издержек оказывает динамика расходов на электроэнергию, а также поддержание внутрипластового давления;

3. На величину расходов электроэнергии оказывает существенное влияние показатель обводненности, так как существенно затрудняет извлечение и технологическую подготовку нефти, и коэффициент нефтеотдачи, что, по-видимому, связано с увеличением нефтедобычи и, как следствие затрат электроэнергии;

4. На затраты по поддержанию внутрипластового давления существенную роль играет объем закачки воды;

По результатам анализа можно сделать предварительные выводы об необходимости моделирования изменения себестоимости с учетом предложенных ранее рекомендаций касательно МУН, а также разработки рекомендаций по оптимизации искусственного воздействия на пласт.

**Таблица 9- Исходные данные для проведения прогнозного анализа технических преимуществ МУН**

| Год  | Себестоимость продукции | Обводненность продукции | Уровень нефтедобычи | Коэффициент нефтеотдачи | Уровень эксплуатационных издержек | Расходы по искусственному воздействию на пласт |
|------|-------------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|-----------------------------------|--|
| 2004 | 44,96                   | 0,8                     | 1 473               | 0,25                    | 66 133                            | 839  |
| 2005 | 50,3                    | 0,8                     | 1 585               | 0,26                    | 79 667                            | 1 019  |
| 2006 | 50,85                   | 0,8                     | 1 864               | 0,26                    | 94 650                            | 1 272  |
| 2007 | 60,39                   | 0,81                    | 1 975               | 0,27                    | 119 322                           | 1 675  |
| 2008 | 55,58                   | 0,81                    | 2 030               | 0,27                    | 112 802                           | 1 640  |
| 2009 | 60,75                   | 0,82                    | 2 028               | 0,28                    | 122 973                           | 1 849  |
| 2010 | 86,5                    | 0,83                    | 2 004               | 0,28                    | 173 328                           | 2 710  |
| 2011 | 102,43                  | 0,84                    | 1 885               | 0,29                    | 192 831                           | 3 128  |
| 2012 | 140,65                  | 0,85                    | 1 799               | 0,29                    | 252 816                           | 4 245  |
| 2013 | 213,77                  | 0,85                    | 1 533               | 0,30                    | 327 633                           | 5 739  |

\*Составлено автором на основании материалов НГДУ-1 Месторождения Узень АО «Озенмунайгаз»

При решении вопроса об оптимальном МУН, необходимо выбрать оптимальные значения показателей, предложенных в таблице выше. В данном случае вопрос достаточно легко решаем выбором значений на уровне 2010 года, так как, начиная с 2011 года наблюдается стойкая негативная тенденция, то есть необходимо привести показатели

производственно-экономической деятельности предприятия к значениям до устойчиво-кризисного.

В данном случае для прогноза используется в каждом из моделируемых блоков уравнение вида:

$$Y = (a * X + b) \quad (1)$$

Моделирование произведено в среде Excel посредством расчета регрессионной статистики и последующего подбора.

**Таблица 10- Моделирование необходимого значения обводненности продукции**

| № Шага | Уровень обводненности | Уровень себестоимости |
|--------|-----------------------|-----------------------|
| 1      | 0,84                  | 131                   |
| 2      | 0,83                  | 108                   |
| 3      | 0,82                  | 84                    |

\*Составлено автором

Как видно из данных таблицы, полученных в ходе подбора значения обводненности продукции, в ходе статистического исследования было выявлено, что для достижения уровня себестоимости в пределах значений 2010 года, необходимо снижение обводненности продукции до 82% или на 3% от текущего уровня. В то же время, заявленная возможность снижения колеблется от 4% до 7%, что значительно выше необходимого и вполне удовлетворяет требованиям эффекта МУН. В результате снижения обводненности, уровень себестоимости снизится до докризисного значения.

**Таблица 11- Моделирование необходимого значения уровня Эксплуатационных издержек**

| № Шага | Уровень эксплуатационных издержек | Себестоимость |
|--------|-----------------------------------|---------------|
| 1      | 297 633                           | 177           |
| 2      | 237 633                           | 139           |
| 3      | 207 633                           | 120           |
| 4      | 177 633                           | 101           |
| 5      | 147 633                           | 82            |

\*Составлено автором

Выяснено, что для достижения необходимого уровня себестоимости следует снизить уровень эксплуатационных издержек на 54,9% от текущего.

**Таблица 12- Моделирование необходимого значения уровня затрат на поддержание внутрипластового давления**

| <b>№ Шага</b> | <b>Затраты по поддержанию внутрипластового давления</b> | <b>Уровень эксплуатационных издержек</b> |
|---------------|---|--|
| 1             | 4 739   | 277 566                                  |
| 2             | 3 739   | 224 566                                  |
| 3             | 2 739   | 171 567                                  |

\*Составлено автором

Таким образом, в результате рекомендаций возможно снижение затрат на поддержание внутрипластового давления на 34,8%.

**Таблица 13- Моделирование необходимого значения уровня нефтеотдачи**

| <b>№ Шага</b> | <b>Коэффициент нефтеотдачи</b> | <b>Затраты на поддержание внутрипластового давления</b> |
|---------------|--------------------------------|---|
| 1             | 0,29                           | 3 778   |
| 2             | 0,28                           | 2 867   |
| 3             | 0,27                           | 1 956   |

\*Составлено автором

Заявленный коэффициент нефтеотдачи в результате проведения МУН может достигнуть 35,7 %, в то время как для эффективного снижения издержек производства необходимо достижение значения в 27%, что также свидетельствует о целесообразности применения выбранного метода и достижимости возможности использования резервов.

Таким образом, в результате проведения выбранного МУН достигается необходимый эффект как в области снижения издержек производства в целом, так и оптимизации внутрипластового давления.

Преимуществом данного метода в случае с НГДУ-1 является отсутствие необходимости в повышении затрат на электроэнергию.

Опираясь на результаты проведенного исследования, можно сделать вывод о том, что, несмотря на позднюю стадию разработки месторождения и рост среднего возраста скважин, у предприятия имеются значительные резервы снижения риска потери финансовой устойчивости в результате снижения рентабельности.

Приведенный выше экспресс-анализ обстоятельств прогноза применения выбранного МУН наНГДУ-1 наглядно доказывает эффективность, безопасность и экономическую целесообразность внедрения ранее неиспользованных методов повышения нефтеотдачи пластов для решения комплекса производственных проблем, влияющих на величину себестоимости.

## Литература

1. Мировой рынок нефти: уровни издержек, динамика и факторы их изменения //Сборник статей//Библиофонд. -М.:2013
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Ресурсно-инновационная модель и решение актуальных проблем разработки месторождений нефти и газа.//Нефть. Газ. Новации//.-2012, №10
3. Гилязов Т.Ф. Анализ методов повышения продуктивности скважин на основе оценки эксплуатации нефтяных месторождений.- МЭЛИ.: 2010
4. Пелих А.С. Экономико-математические методы и модели управления производством. - Ростов-На-Дону. -2005
5. Гусаков В.Н. Выбор технологий обработки призабойной зоны на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»// Нефтяное хозяйство.- 11- 2007

# ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ИНЖИНИРИНГОВЫХ УСЛУГ В СЕКТОРЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ РОССИИ (DEVELOPMENT PROSPECTS OF THE ENGINEERING MARKET IN RUSSIAN OIL REFINING)

Калиненко Е.А.

(научный руководитель - профессор Зубарева В.Д.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В последние годы мировой рынок инжиниринга<sup>3</sup> продолжает расти по объемам спроса и выручки; данная тенденция сохранится до 2020 года, когда объем рынка достигнет значения \$1400 млрд. - практически вдвое больше в сравнении с 2012 годом. Российский рынок до кризиса развивался в том же направлении, следуя за ростом спроса на услуги по проектированию и строительству для нефтегазового комплекса, который формирует 70% выручки инжиниринговых компаний: максимальный объем услуг планировался на период 2015-2018гг., однако экономическая ситуация внесла свои коррективы (рис. 1).

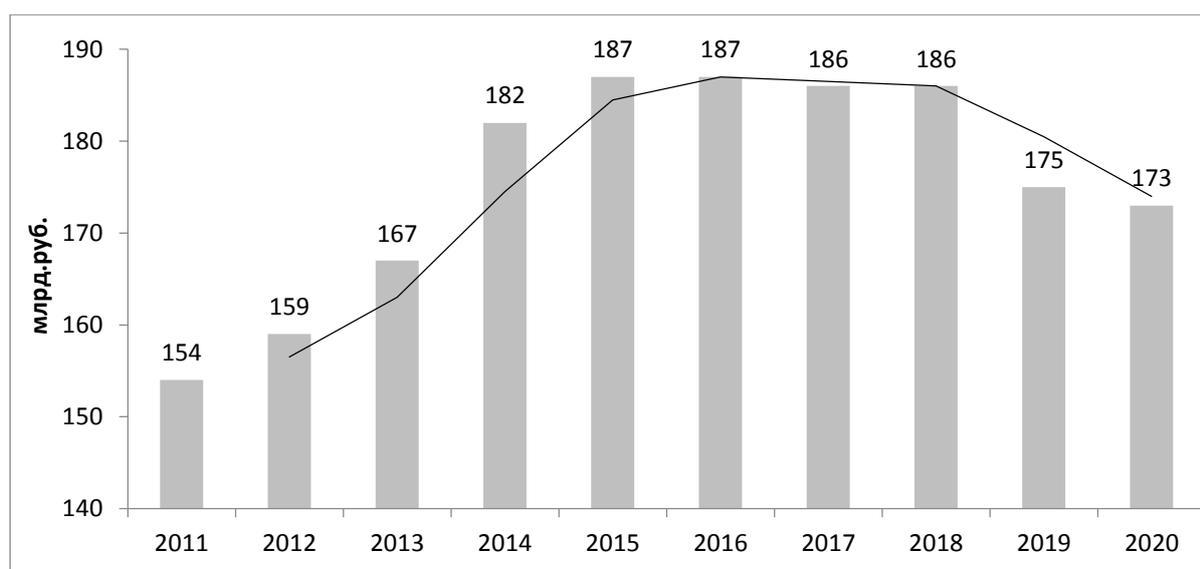


Рисунок 1 – Динамика объема рынка инжиниринга для НГК России с прогнозом до 2020 г. с учетом 10%-ной инфляции

*На основе данных RPI Research, InfoLine, Strategy Partners*

В России сфера инжиниринговых услуг характеризуется рядом особенностей, возникших в постсоветский период: высокая концентрация компаний и, следовательно, относительно низкий уровень конкуренции; недостаточное присутствие в зарубежных проектах (доля российского участия в офшорном инжиниринге менее 1%); неравномерность структуры и низкая инновационность (большую долю занимают низкотехнологичные

<sup>3</sup> в России под инжиниринговыми услугами подразумевается проектирование, строительство, а также инженерно-консультационные услуги, включая управление проектом, надзор и снабжение

работы, например, строительство нефтегазопроводов и сопутствующей инфраструктуры, основные используемые инновационные технологии приобретаются у ведущих зарубежных лицензиаров); большие объемы инвестиций; дефицит высококвалифицированных кадров, в первую очередь, вследствие низкой оплаты труда (оплата труда научных сотрудников в России в среднем втрое меньше, чем в США). В области проектного управления отмечаются длительные сроки строительства объектов и отсутствие при разработке проектной документации сведений, необходимых проектировщику по выбранному оборудованию.

Анализ, проведенный Министерством промышленности и энергетики при подготовке «Плана развития НГХК РФ до 2030 года», показывает, что капитальное строительство в российской нефтехимии и нефтепереработке дороже на 20-60% строительства строительства аналогичных мощностей в Европе вследствие накопленных за годы существования проблем проектных организаций.

Вышеперечисленные факторы определили текущее состояние рынка, в котором, тем не менее, нельзя не отметить наметившиеся положительные улучшения, например, ускорение внедрения инноваций в обрабатывающей промышленности. Ежегодно количество передовых производственных технологий в проектировании и строительстве в среднем по России увеличивалось на 300 единиц, включая 2013 год <sup>4</sup>, доля инновационной продукции в структуре производства прирастает достаточно высокими темпами - более чем на 30% в год.

Курс на технологическую модернизацию российской экономики открывает перед российскими инжиниринговыми компаниями новые перспективы. Потенциальный объем инвестиций, который придет в нефтепереработку и нефтехимию до 2030 года, Министерством энергетики России оценивается в триллион рублей. Проекты по увеличению мощностей заявлены всеми крупнейшими игроками отрасли. Затраты на оборудование в проектах нефтепереработки и нефтехимии оцениваются в порядка 45% от общих затрат, следовательно, потенциальная стоимость работ составила бы 450 млрд. руб.

Внедрение инновационных технологий либо заимствование передовых западных технологий требует качественно новой организации производства. Сравнительно малое количество игроков на рынке генподрядных услуг для компаний нефтегазового комплекса объясняется тем, что преобладают компании, либо являющиеся дочерними обществами государственных монополий, либо дочерними обществами стратегических подрядчиков госкорпораций. Независимые российские и иностранные инжиниринговые компании обеспечивают порядка 30% подрядов в нефтегазовом строительстве, первые преимущественно выполняют

---

<sup>4</sup> Росстат

субподрядные контракты на сравнительно малые объемы работ, а вторые - выступают поставщиками оборудования и технологий. Выполнить комплексный ЕРС-подряд такие компании не могут ввиду недостаточного масштаба бизнеса (высоких рисков) либо из-за отсутствия опыта реализации проектов в России. В более масштабных проектах доля западных поставщиков оборудования иногда доходит до 100%. По оценкам ОАО "ЛУКОЙЛ", оборудование, производимое сегодня в СНГ, может быть использовано только на объектах общехозяйственного назначения или для ремонта. Следует отметить, что практически каждый заказчик в настоящее время приобретает оборудование на конкурсной основе. При этом вопрос экономической целесообразности использования закупки оборудования на тендерной основе является спорным и, с точки зрения специалистов рынка, не всегда целесообразным.

Главное преимущество иностранных инжиниринговых компаний — доступ к финансированию под 2-3% годовых с фиксированной разовой комиссией в 3-5% от стоимости строительства, в то время как российские компании не располагают свободными финансовыми ресурсами. Отечественные компании же обладают большим количеством немонетизируемых преимуществ, таких как знание реалий российского рынка, применяемых норм и ограничений и др. Однако при принятии решения о выборе подрядчика финансовая составляющая имеет больший приоритет для заказчика в большинстве случаев.

На данный момент и в ближайшем будущем рынок инжиниринга и строительства в нефтегазовой отрасли снижает эффективность проектных инвестиций: в 2017 г. доля рыночных (независимых) компаний снизится с 25 до 20% по сравнению с так называемыми кэптивными (дочерними) структурами. При этом объем рынка незначительно снизится вследствие негативных внешних изменений в основном за счет колебаний активности рыночных компаний, а уровень доходов дочерних в денежном выражении будет стабильным (рис. 2).

В отношении российских компаний, обладающих меньшей долей рынка, в среднесрочной перспективе будет наблюдаться усиление конкуренции со стороны международных инжиниринговых групп, экспансия которых в Россию пока сдерживается особенностями нормативного регулирования в ТЭК, технического регулирования в строительной отрасли в отношении опасных промышленных объектов, развитым рынком проектных, строительных и сервисных организаций в ключевых для ТЭК регионах.

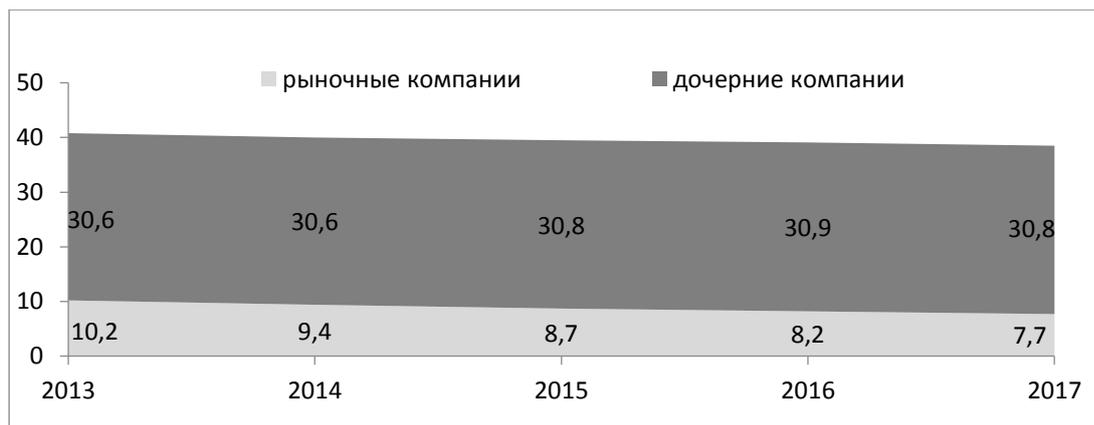


Рисунок 2 - Динамика подрядного рынка в 2013-2017 гг., млрд.долл.

Источник: Промстройгруп

В сложившихся экономических условиях повышается вероятность приостановки (либо отказа от реализации) наиболее капиталоемких инвестиционных проектов. В настоящее время для подавляющего большинства российских компаний зарубежные рынки капитала закрыты из-за санкций США и Европейского Союза, крупнейшие российские банки всё больше испытывают дефицит ликвидности для масштабного финансирования проектов. Понижение прогноза Fitch по долгосрочным рейтингам дефолта 15 крупнейших российских банков отражает ожидаемое ослабление способности государства предоставлять поддержку государственным финансовым институтам и ухудшение операционной среды в России в целом.

Создание оффшорных структур по управлению займами ВИНК имело своей целью налоговую оптимизацию бизнеса, но в данной ситуации выполняет дополнительную, защитную функцию: непрозрачность финансовых потоков внутри групп компаний осложняет задачу по блокировке их активов. Для остальных компаний рынка инжиниринга в ТЭК России распространение штрафных санкций на компании создает разнонаправленные факторы рынка: например, часть иностранных компаний, осуществляющих деятельность в России, может сократить объем операций, частично освободив рыночную нишу для российских компаний, тогда как другие иностранные игроки получают дополнительные причины создать у нас совместные предприятия, чтобы головная компания не несла самостоятельно риски работы с партнёрами в России.

В российской нефтепереработке и химической промышленности относительно небольшое число проектных институтов из-за ограниченности спроса и консолидированности рынка (табл. 1), поэтому создание первых кластеров (в Башкортостане) и технологических платформ (координатором стала «ВНИПИнефть») стало ответом на необходимость удержания позиций российских компаний на рынке. Такого

рода сотрудничество перспективно и активно поддерживается государством, поскольку позволяет повысить эффективность проектных работ и сократить затраты.

Таблица 1

Количество компаний, занимающихся производством нефтепродуктов и оказанием услуг проектирования в 2014 году

| Принадлежность                | Перерабатывающие мощности в России |                    | Проектные институты |                    |
|-------------------------------|------------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------|
|                               | Нефтепереработка                   | Нефте- и газохимия | Нефтепереработка    | Нефте- и газохимия |
| ВИНК                          | 15                                 | 13                 | 3                   | 5                  |
| Независимые и государственные | 16                                 | 4                  | 12                  | 12                 |

Таким образом, будущее инжинирингового/сервисного рынка зависит от большого количества взаимодополняющих условий, в первую очередь определяющихся состоянием запасов нефти и газа, мощностей по переработке и качеством продукции, в связи с чем необходимо принятие ряда мер, направленных на улучшение ситуации как на макро-, так и на микроуровне вплоть до методов работы (табл. 2)

Таблица 2

Ключевые факторы развития рынка инжиниринговых услуг и необходимые меры воздействия

| Факторы   | Мероприятия  |
|---|--|
| Высокий уровень цен на нефть                                  | Накопление опыта и практики реализации проектов              |
| Ухудшение качества и количества сырья                         | Организация профессионального сообщества                     |
| Требования государства по развитию инноваций                  | Кадровое обеспечение отрасли                                 |
| Модернизация и строительство новых мощностей                  | Международное и внутриотраслевое сотрудничество              |
| Увеличение глубины переработки нефти и доли использования ПНГ | Усовершенствование управления на стадиях проектирования      |
| Повышение требований по качеству                              | Создание комплексных инжиниринговых компаний                 |
| Преодоление технического и организационного отставания        | Использование модульного оборудования                        |
| Формирование устойчивого спроса на инжиниринг                 | Рациональное распределение ответственности между участниками |
| Развитие научного потенциала и базы знаний                    | Планирование проекта с учетом возможных изменений            |
| Государственная поддержка и изменения законодательства        | Совершенствование компетенций                                |

|   |   |
|---|---|
| Институциональная среда и инфраструктура отрасли  | Создание баз у заказчиков, подрядчиков и государства        |
| Доступ к финансированию по более низкой стоимости | Применение ЕРС и ЕРСМ-контрактов, проектного финансирования |
| Равные конкурентные условия                       | Развитие концепции Lean Engineering                         |
| Отсутствие негативных макроэкономических факторов | Предоставление гарантий заказчику                           |

В рамках недавно прошедшего в Москве Промышленно-экономического форума президент Ассоциации строителей России Н.П. Кошман высказал предложение уточнить понятие инжиниринга, унифицировать инжиниринговые услуги, адаптировать их к международным стандартам, а также разработать уже российские регламенты и руководства в области инжиниринга. Для решения этих и других вопросов в АСР создан Департамент промышленного строительства, который сегодня активно развивается и работает в указанном направлении. В частности, было проведено учредительное собрание некоммерческого партнерства «Саморегулируемая организация «Инжиниринговые компании», которое призвано решать вопросы саморегулирования деятельности инжиниринговых компаний. Чтобы достичь запланированных государством показателей (табл. 3), необходимо сконцентрировать усилия всех участников рынка на приоритетных направлениях развития.

Таблица 3

Дорожная карта развития рынка инжиниринговых услуг

| <b>Контрольные показатели</b>   | <b>2013</b> | <b>2015</b> | <b>2018</b> |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Объем внутреннего рынка промышленного инжиниринга, трлн.руб.            | 1,5         | 2           | 2,8         |
| Доля ЕРС(М)-контрактов в структуре внутреннего рынка, %                 | 8-12        | 15-20       | 25-30       |
| Доля малого и среднего бизнеса в структуре рынка инжиниринга, %         | менее 1     | 2-4         | 5-8         |
| Количество полноценных российско-зарубежных СП в сфере инжиниринга, ед. | 0           | 1-2         | 3-5         |

*Источник: Минпромторг России*

Министерство промышленности и торговли РФ представило к обсуждению на "круглом столе" в Общественной палате РФ проект подпрограммы "Развитие инжиниринговой деятельности и промышленного дизайна" госпрограммы по развитию промышленности.

Согласно материалам заседания, целью подпрограммы, рассчитанной на 2014-2018 годы, является модернизация и развитие секторов экономики РФ путем создания институциональной среды и инфраструктуры для развития индустрии инжиниринга и промдизайна, обеспечения экономики новыми рабочими местами

и квалифицированными кадрами. На реализацию подпрограммы предполагается потратить из бюджета 5,14 миллиарда рублей и 27,7 миллиарда рублей внебюджетных средств. Подпрограмма предлагает сохранить на 2014 год для инжиниринговых компаний льготу в 30% со снижением ставки до 14% на 2015-2018 годы. При этом предполагается уточнение требований к численности, снижение норматива выручки от инжиниринга до 80% и одобрение совета Минпромторга по инжинирингу и промдизайну. Дополнительный объем инжиниринговых услуг с учетом всех мер поддержки в период действия подпрограммы, как ожидается, должен вырасти с 3,8 миллиарда рублей в 2014 году до 19,6 миллиарда рублей в 2018 году. Предполагается, что благодаря программе поддержки промышленного строительства организации машиностроения получат доступ к долгосрочным кредитам по ставке 2-3% (в среднем по отрасли рентабельность предприятий оценивается в 4-7%).

В заключение были сформулированы основные формы развития рынка инжиниринга, которые отвечают сложившимся в стране условиям:

1. Консолидация:
  - а) платформы;
  - б) кластеры;
  - в) совместные предприятия;
  - г) отраслевые сообщества;
  - д) межотраслевая интеграция (инжиниринг+жилищное/промышленное строительство, машиностроение; нефтесервис+инжиниринг в переработке, нефтепереработка+нефтехимия и т.д.);
  - е) покупка независимых инжиниринговых организаций крупными промышленными и финансовыми структурами;
2. Аутсорсинг (выведение из состава ВИНК) и создание независимых участников рынка;
3. Расширение сети филиалов (диверсификация);
4. Создание государственных инжиниринговых компаний.

**ПРИНЯТИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОСВОЕНИЮ  
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ  
МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ  
(MANAGERIAL DECISION MAKING OF OIL FIELDS  
DEVELOPMENT BY USING MULTICRITERIA OPTIMIZATION)**

Камаева А.А.

(научный руководитель - доцент Лебедев А.С.)

ТюмГНГУ

Актуальность темы исследования. В последние годы предприятия нефтедобывающей отрасли столкнулась с такими проблемами как снижение качества запасов, увеличение доли сложнопостроенных месторождений, необходимость внедрения новых дорогих технологий. В этой связи существенно возросла инвестиционная стоимость дальнейшего развития отрасли. Это повышает требования к качеству принимаемых инвестиционных решений. Данный процесс осложняется наличием различных сторон реализации проекта освоения месторождений и несовпадающих интересов, таким образом, требуется совершенствование методических основ многокритериальной оптимизации, их адаптация в нефтедобыче.

Целью исследования является разработка предложений по развитию методических основ оценки эффективности инвестиционных проектов в нефтедобыче, как неотъемлемой составляющей бизнес-проектирования.

Задачи:

- анализ теоретико-методических основ оценки эффективности инвестиционных проектов на базе существующих критериев в нефтегазодобыче;
- систематизация критериев оценки эффективности инвестиционного проекта и методов многокритериальной оптимизации;
- разработка предложений по применению многокритериальной оптимизации при оценке проекта.

Объектом исследования является инвестиционные проекты разработки нефтяных месторождений.

Научная новизна выполненной работы заключается в формировании предложений по развитию методических основ оценки эффективности инвестиционных проектов, как неотъемлемой части бизнес-проектирования разработки нефтяных месторождений. К основным результатам исследования составляющих его научную новизну, отражающий личный вклад авторов в решение поставленных задач относят следующее:

- систематизированы методические основы многокритериальной оптимизации;

- рассмотрены плюсы и минусы, выявлены приоритетные методы при оценке инвестиций в нефтедобычу;
- сформулирована система критериев оценки эффективности проекта разработки нефтяного месторождения;
- предусмотрены решения по реализации метода расстояний для решения отраслевых задач.

Сделанные методические предложения апробированы на примере месторождения средней величины. Их применение позволило повысить обоснованность принимаемых решений за счет сбалансированности интересов различных сторон и целей освоения запасов.

Предложения автора рекомендуется использовать нефтяным компаниям для разработки инвестиционных планов, а также проектным организациям при проектировании разработки месторождения, в частности рекомендации автора, использованы ООО «Нефтегазпроектсервис».

### 1.1. Критериальная основа оценки инвестиционного проекта

При выборе инвестиционного проекта нельзя исходить из единственного критерия оценки его эффективности и следует применять комплексный анализ всех характеристик проекта. Поэтому при составлении бизнес-плана проекта рекомендуется рассчитывать несколько показателей, каждый из которых отражает свои особенности проекта.

Наиболее часто применяемые для оценки инвестиционного проекта критерии представлены в табл. 1.1

Таблица № 1.1

Критерии эффективности инвестиционного проекта

| Российские стандарты [1,3]   | Международные стандарты [12]   |
|--|--|
| <p>ЧЧД – чистый дисконтированный доход</p> $\text{ЧЧД} = \sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t^*) * K}{(1+E)^t} - K$ | <p>Net present value (NPV) - чистая приведенная, текущая стоимость. Дисконтированный показатель ценности проекта определяется как сумма дисконтированных значений нетто-поступлений (поступлений за вычетом затрат), получаемых в каждом году в течение срока жизни проекта.</p> $\text{NPV} = \sum_{t=1}^T \frac{FV_t}{(1+E)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{IC_t}{(1+E)^t}$ <p>где <math>FV_t</math>- будущая стоимость денежных поступлений от проекта по шагу <math>t</math> общего периода; <math>IC_t</math>- инвестиционные затраты по шагу; <math>E</math> – дисконтная ставка; <math>T</math> – число шагов</p> |

|   |  |
|---|--|
| <p>ИД – индекс доходности</p> $\text{ИД} = \frac{1}{K} * \sum_{t=0}^T \frac{(R_t - 3_t^*)}{(1+E)^t}$  | <p>Profitability index (PI) - индекс доходности, рентабельности. Оценивается отношением суммы дисконтированных значений нетто поступлений (discounted net cash flow), получаемых в каждом году в течение жизненного цикла проекта, к дисконтированной сумме капиталовложений (discounted sum of investment) в проект за тот же период. Определяет, по сути, уровень доходности на единицу вложенных средств.</p> $\text{PI} = \sum_{t=1}^T \frac{FV_t}{(1+E)^t} \div \sum_{t=0}^T \frac{IC_t}{(1+E)^t}$  |
| $(K_0 + \text{ДП}_1 + \text{ДП}_2 + \dots + \text{ДП}_t) \leq 0,$   | $(I_0 + PV_1 + PV_2 + \dots + PV_j) \leq 0, 1 \leq j \leq t,$  |
| $1 \leq j \leq t,$ $d =  K_0 + \text{ДП}_1 + \text{ДП}_2 + \dots + \text{ДП}_j  \div \text{ДП}_{j+1}$ <p>где <math>K_0</math> – начальные инвестиции, ДП – денежные потоки</p>  | $d =  I_0 + PV_1 + PV_2 + \dots + PV_j  \div PV_{j+1}$ <p>где <math>I_0</math> – начальные инвестиции, PV – денежные потоки</p>  |
| <p>ВНД – внутренняя норма доходности</p> $\sum_{t=0}^T \frac{R_t - 3_t^*}{(1 - E_{\text{ВН}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 - E_{\text{ВН}})^t}$ $\text{ВНД} = E_1 + \frac{\text{ЧДД}(E_1)}{\text{ЧДД}(E_1) - \text{ЧДД}(E_2)} (E_2 - E_1)$ | <p>Internal rate of return (IRR) - Внутренняя ставка (норма) доходности инвестиций. Дисконтированный показатель прибыльности, показатель ценности проекта. Процент возврата, который обеспечивается на всю совокупность вкладываемых в проект ресурсов (инвестиционные и эксплуатационные затраты). Технически представляет собой ставку дисконтирования, при которой достигается безубыточность проекта, т.е. чистая стоимость затрат равна чистой стоимости поступлений. Коэффициент дисконтирования, при котором доход от инвестиций — чистый дисконтированный доход (net present value — NPV) — равен нулю. Один из основных показателей эффективности инвестиций.</p> |
|   | $\sum_{t=1}^T \frac{FV_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{IC_t}{(1+E)^t}$ $\text{IRR} = E_1 + \frac{\text{NPV}(E_1)}{\text{NPV}(E_1) - \text{NPV}(E_2)} (E_2 - E_1)$   |
| <p>Модифицированная внутренняя норма доходности</p>   | $\text{MIRR} = \sum_{t=0}^T \frac{I_t}{(1+E)^t} + \frac{\sum_{t=0}^T P_t (1+E)^{T-t}}{(1+\text{MIRR})^T} = 0$  |
| <p>Рентабельность инвестиций</p>  | <p>ARR (Accounting Rate of Return)</p> $\text{ARR} = \frac{P_t}{IC}$   |
| <p>Максимальный денежный отток</p>  | <p>Cash outflows - оттоки денежных средств,</p>  |

|                     |  |
|---------------------|--|
|                     | исходящие потоки наличности.   |
| Денежный поток (CF) | Cash flow - поток денежных средств (поступление и расход). Концепция финансового управления, представляющая все результаты финансовых операций по проекту в виде двух встречных потоков денег, «втекающих» в кассу и «вытекающих» из нее.  |
| Денежный поток (CF) | Разница между этими потоками составляет чистый денежный поток, или кассовый баланс (net cash flow), который может быть либо положительным, либо отрицательным. План движения наличности (cash flow projection) (или наличный бюджет (cash budget)) устанавливает все ожидаемые в данном периоде платежи и поступления. |

Рассмотренные основные критерии экономической оценки инвестиционного проекта позволяют проанализировать важность отдельных аспектов его эффективности (абсолютной, относительной). Между тем зачастую требуется оценка проекта с точки зрения различных сторон и участников, учитывающая многообразие оценок его эффективности, поскольку цели, которые ставятся при оценке проектов, могут быть различными, а результаты, получаемые в ходе их реализации, не обязательно носят очевидный характер.

1.2. Методы многокритериальной оптимизации оценки эффективности инвестиций в нефтедобыче.

В связи со сложившейся практикой оценки инвестиций предполагает выбор наиболее эффективного проекта лишь на основе единичного показателя экономической эффективности при оценке инвестиционного проекта нельзя получить полной картины, то есть возникает существенная неопределенность при выборе оптимального варианта для бизнес-проектирования, так как инвестиционный проект оптимален лишь по одному показателю.

Существует множество методов многокритериальной оптимизации табл. 1.2.

Таблица № 1.2.

Модели и методы многокритериальной оптимизации плановых управленческих решений

|   |                 |
|---|-----------------|
| Метод уступок   |                 |
| Область применения: В условиях определенности. Множество альтернатив задано перечнем. Критерии сравнимы и упорядочены, при этом можно выделить такой критерий, значимость которого существенно важнее остальных [7] |                 |
| 1. Все критерии располагаются в порядке убывания их значимости;   | $\Delta f(X_1)$ |
| 2. Выявляют те альтернативные варианты, которые   |                 |

|   |   |
|---|---|
| <p>удовлетворяют условию экстремума функции полезности по главному критерию. В случае единственного решения оно принимается в качестве искомого;</p> <p>3. Устанавливается уступка – величина, на которую можно уменьшить значение оценки по критерию, чтобы полнее учесть прочие критерии;</p> <p>4. Подмножество лучших решений по первому критерию составят те варианты, которые доставят функции полезности по первому критерию оптимальное значение минус уступка;</p> <p>5. Отбирают все альтернативные варианты, удовлетворяющие условию экстремума функции полезности следующего по значимости критерия на множестве <math>Y'</math>.</p> | $Y' = [\max(f(X_1; Y_j) - \Delta f(X_1))]$ $f(X_2; Y'_j) \rightarrow \max (\min)$ |
|---|---|

Метод нахождения порогов несравнимости (Паретовского множества)  
 Область применения: В условиях определенности. Множество альтернатив представлено перечнем. Критерии несравнимы. В результате получается подмножество лучших решений

| Содержание метода  | Математическая модель |
|--|-----------------------|
| <p>Основан на нахождении подмножества недоминируемых (неулучшаемых) альтернатив путем выбора только тех, которые по всем критериям имеют оценки не хуже, чем другие варианты, причем по одному даже лучше (принцип Парето):</p> <p>1. Строится граф, вершины которого рассматриваемые альтернативы</p> <p>2. Варианты сравниваются между собой по принципу Парето;</p> <p>3. Если <math>Y_k</math> предпочтительнее <math>Y_i</math>, то из <math>Y_k</math> проводится в <math>Y_i</math> дуга;</p> <p>4. Вершины графа, не имеющие входящих дуг, составляют подмножество лучших альтернатив.</p> |                       |

Метод лексикографической оптимизации  
 Область применения: В условиях определенности. Множество альтернатив задано перечнем. Критерии сравнимы и упорядочены, при этом можно выделить такой критерий, значимость которого существенно важнее остальных

| Содержание метода  | Математическая модель   |
|--|---|
| <p>1. Все критерии располагаются в порядке убывания их значимости;</p> <p>2. Выявляют те альтернативные варианты, которые удовлетворяют условию экстремума функции полезности по главному критерию. В случае единственного решения оно принимается в качестве искомого;</p> <p>3. В противном случае решение – некоторое подмножество, из которого отбирают все альтернативные варианты, удовлетворяющие</p> | $X_1 \succ X_2 \succ \dots \succ X_i, \text{ где } i = 1, \dots, m.$ $f(X_1; Y_j) \rightarrow \max \text{ или } f(X_1; Y_j) \rightarrow \min$ $Y' \subset Y$ $f(X_2; Y_j) \rightarrow \max (\min), \text{ где } j = 1, \dots, m.$ |

|  |   |
|--|---|
| условию экстремума функции следующего по значимости критерия;<br>4. Этап 3 повторяется до получения единственного решения.   |   |
| Метод идеальной точки[9].  |   |
| Содержание метода  | Математическая модель   |
| 1. Исходные данные представляются в виде матрицы $(a_{ij})$ , где по строкам записаны показатели ( $i = 1, 2, 3 \dots n$ ), а по столбцам - проекты ( $j = A, B, C \dots m$ ).<br>2. По каждому показателю находится максимальное значение и заносится в столбец условного эталонного проекта ( $m + 1$ ).<br>3. Исходные показатели матрицы $a_{ij}$ стандартизируются в отношении соответствующего показателя эталонного проекта<br>4. Для каждого анализируемого проекта определяется значение его рейтинговой оценки ( $R_j$ )<br>5. Оценка осуществляется путем сравнения проекта по каждому показателю с эталонным проектом, имеющим наилучшие результаты по всем сравниваемым параметрам инвестора в виде значимости показателей эффективности проекта. | $X_{ij} = \frac{a_{ij}}{\max a_i}$ где $x_{ij}$ - стандартизированные показатели экономической эффективности $j$ -го проекта;<br>$a_{ij}$ - исходные показатели экономической эффективности проекта.<br><br>$R_j = \frac{1}{\sqrt{(K_1(1 - X_{1j})^2 + \dots + K_n(1 - X_{nj})^2)}}$ где $K_1, K_2, \dots, K_n \dots$ - весовые коэффициенты показателей, определяемые инвестором или экспертами. |

Ниже подробно рассмотрен метод меры расстояний между объектами

Евклидово расстояние ( $L_2$ -метрика) - наиболее общий тип расстояния. Является геометрическим расстоянием между точками в многомерном пространстве и определяется по формуле:

$$d_{ab} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_{ai} - x_{bi})^2}, \quad (1.1)$$

где  $a$  и  $b$  – точки в  $n$ -мерном пространстве,  
 $i$  – порядковый номер признака,  
 $x_{ai}$  и  $x_{bi}$  - координаты точек  $a$  и  $b$  по признаку  $i$ .

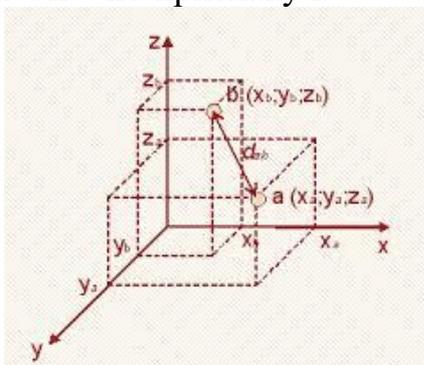


Рис. 1.1. Евклидово расстояние в пространстве трех измерений

Евклидово расстояние вычисляется по исходным, а не по стандартизованным данным.

Преимущества: расстояние между двумя объектами не изменяется при введении в анализ нового объекта, который может оказаться выбросом.

Недостатки: на расстояния могут сильно влиять различия между осями, по координатам которых вычисляются эти расстояния. Если одна из осей измерена в сантиметрах, а вы потом переведете ее в миллиметры, то итоговое значение (евклидово расстояние), вычисляемое по координатам, значительно меняется, и, как следствие, результаты анализа могут сильно отличаться от предыдущих.

### 1.3. Описание проекта и показателей его эффективности

Ниже представлены технико-экономические показатели по 3 вариантам освоения Лебяжьего, Ханты-Мансийско-Фроловского и Ханты-Мансийского участков недр.

Таблица № 1.3.

Сопоставление основных технико-экономических показателей освоения Лебяжьего, Ханты-Мансийско-Фроловского и Ханты-Мансийского участков недр

| Показатель   | Значение   |            |            |
|--|------------|------------|------------|
|  | Вариант    |            |            |
|  | I          | II         | III        |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т                      | 38 494,18  | 38 494,18  | 28806,39   |
| Эксплуатационное бурение, тыс.м                      | 1 182,50   | 1 182,50   | 1 182,50   |
| Ввод добывающих скважин, шт.                         | 550        | 550        | 550        |
| Ввод нагнетательных скважин, шт.                     | 176        | 176        | 176        |
| Расчетный период, лет                                | 32,00      | 32,00      | 32,00      |
| Выручка от реализации, млн.р.                        | 737 102,61 | 471 403,41 | 544 507,79 |
| Транспортные расходы, млн.р.                         | 21 219,90  | 0,00       | 15 879,53  |
| Капитальные вложения, млн.р. (без учета НДС)         | 41 896,82  | 41 896,82  | 39 377,08  |
| Эксплуатационные затраты всего, млн.р.               | 383 043,39 | 383 043,39 | 275 685,42 |
| *в т.ч. без амортизации и налогов                    | 132 172,75 | 132 172,75 | 81 390,90  |
| Прибыль от реализации, млн.р.                        | 51 428,90  | 3 125,30   | 44 851,79  |
| Поток наличности без дисконта, млн.р.                | 51 288,82  | 2 985,22   | 44 747,94  |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 14,1%)        | 19 967,98  | 4 575,77   | 7 903,71   |
| Индекс доходности инвестиций, без дисконта, доли ед. | 2,22       | 1,07       | 2,14       |

|   |            |            |            |
|---|------------|------------|------------|
| Индекс доходности инвестиций, (дисконт 14,1%), доли ед. | 1,85       | 1,19       | 1,27       |
| Индекс доходности затрат, без дисконта, доли ед.        | 1,07       | 1,01       | 1,09       |
| Индекс доходности затрат, (дисконт 14,1%), доли ед.     | 1,09       | 1,03       | 1,04       |
| Внутренняя норма доходности, %                          | 50,51%     | 23,56%     | 23,40%     |
| Срок окупаемости без дисконта, лет                      | 6,0        | 8,0        | 6,0        |
| Срок окупаемости (дисконт 14,1%), лет                   | 6,0        | 9,0        | 9,0        |
| Доход государства без дисконта, млн.р.                  | 490 524,32 | 294 348,62 | 363 112,34 |
| Доход государства (дисконт 14,1%), млн.р.               | 164 822,44 | 100 828,46 | 148 419,55 |

На основе метода евклидоваго расстояния проведем оценку эффективности инвестиционных проектов на основе базовых критериев эффективности инвестиционных проектов табл. № 1.4.

Таблица № 1.4.

#### Исходные данные для расчета евклидоваго расстояния

| Показатель                          |                      | Вариант      |              |              | Эталонный проект |
|-------------------------------------|----------------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
|                                     |                      | I            | II           | III          |                  |
| Чистый дисконтированный доход (ЧДД) | M <sub>1</sub>       | 19967,98     | 4575,77      | 7 903,71     | 19967,98         |
| Внутренняя норма доходности (IRR)   | M <sub>2</sub>       | 50,51        | 23,56        | 20,40        | 50,51            |
| Срок окупаемости (PP)               | M <sub>3</sub>       | 6,00         | 9,00         | 6,00         | 6,00             |
| Индекс доходности инвестиций (PI)   | M <sub>4</sub>       | 1,85         | 1,19         | 1,27         | 1,85             |
| Рс срок разработки                  | M <sub>5</sub>       | 20,00        | 31,00        | 19,00        | 31,00            |
| Прибыль от реализации, млн.р.       | M <sub>6</sub>       | 51 428,90    | 3 125,30     | 44 851,79    | 51428,90         |
| <b>КИН проектный</b>                | <b>M<sub>7</sub></b> | <b>0,288</b> | <b>0,288</b> | <b>0,288</b> | <b>0,288</b>     |

Необходимо определить расстояние (удаленность) текущих вариантов инвестиционных проектов от эталонного проекта на основе формулы 1.1.

Таблица 1.5.

|                      | Вариант |          |         |
|----------------------|---------|----------|---------|
|                      | I       | II       | III     |
| Евклидово расстояние | 11,00   | 50696,73 | 6577,19 |

Таким образом, проект II > проект III и проект III > проекта I, то есть наилучший вариант проект I (инвестиционный проект с наименьшим расстоянием от эталонного проекта).

Таким образом, наиболее привлекательным для инвестирования является проект I (с евклидовым расстоянием 11). Величина дисконтированного потока денежной наличности имеет за расчетный

период положительное значение и составляет по 19 967,69 млн.р. при норме дисконта 14,1%. С точки зрения экономической эффективности проект освоения участка имеет положительный финансовый результат и может быть рекомендован к реализации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблематика многокритериальной оптимизации относится к области многокритериальных задач принятия решения и является одной из наиболее сложных задач в сфере экономики, производства и управления. Ее сложность обусловлена, с одной стороны значительной неопределенностью, так как при разработке решения всегда нужно предвидеть будущее. А с другой стороны - наличием множества заведомо противоречивых показателей качества анализируемых решений.

Тем не менее, в настоящее время многокритериальные оценки объектов экспертизы приобретают все большее значение, так как обеспечивают получение более достоверной экспертной информации, способствуют выбору наиболее эффективного (оптимального) решения, позволяют существенно уменьшить неопределенность в принятии инвестиционных решений, следовательно, повышают их качество

В работе были рассмотрены и упорядочены различные методические подходы к оценке инвестиционного проекта. Разработаны предложения по практическому применению данных методов и их апробация на примере одного месторождения на лицензионном участке.

## Литература

1. Виленский П. Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика : [учебное пособие] / П. Л. Виленский, В. Н. Лившиц, С. А. Смоляк; Акад. нар. хоз-ва при Правительстве РФ, Ин-т системного анализа РАН, Центр. экономико-математ. ин-т РАН. — [4-е изд., перераб. и доп.]. — М.: Дело, 2008. — 1103 с.
2. Виленский П.Л., Лившиц В.Н, Орлова Е.Р., Смоляк С.А. и др. Краткие практические указания по оценке эффективности инвестиционных проектов (Методические рекомендации).- М.: ТПП, 2005.
3. Виханский О.С. Стратегическое управление. М.: Изд-во «Гардарики», 2008. Учебник.
4. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски. М.: Изд-во «Недра», 2010. Учебное пособие.
5. Игонина Л.Л. Инвестиции /Л. Л. Игонина - М.: Юристъ, 2002. - 480 с.

6. Колесникова Н.А., Лившиц В.Н., Орлова Е.Р. Бизнес-план и инвестиционный проект. – Труды ИСА РАН, 2013. Т.63.1, выпуск 1. С.4-15.
7. Лебедев А.С., Пленкина В.В. Управление сырьевым потенциалом нефтедобывающего производства в условиях нестабильной среды // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2001. - №5. - с. 120-127.
8. Михайлова Э. А., Орлова Л. Н. Экономическая оценка инвестиций: Учебное пособие. – Рыбинск: РГАТА, 2008. – 176 с.
9. Сиволап А.В. Теория и практика управления. // Экономика и управление, 2010 г., № 1
10. Смоляк С. А. Дисконтирование денежных потоков в задачах оценки эффективности инвестиционных проектов и стоимости имущества. М.: Наука, 2006.
11. Смоляк С.А. Эконометрический анализ в теории оценки эффективности инвестиционных проектов и стоимости имущества // Прикладная эконометрика, 2006, №1.
12. Dayananda D. Capital Budgeting. Financial appraisal of investment projects. Cambridge University Press, 2012.

**ПРИВЛЕЧЕНИЕ ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТОРОВ К  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АРКТИЧЕСКОМ  
РЕГИОНЕ  
(ATTRACTION OF FOREIGN INVESTORS TO EXPLORATION  
ACTIVITIES IN THE ARCTIC REGION)**

Канделаки Г.Г.

(научный руководитель - к.ю.н., доцент Шарифулина А.Ф.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В течение нескольких последних лет в деловых кругах и прессе активно обсуждалась проблема соблюдения баланса интересов иностранных инвесторов и Российской Федерации в сфере недропользования. Разработка данной темы представляет интерес, как для деловых кругов, так и для научного сообщества.

Россия, являясь одним из крупнейших экспортеров энергетических ресурсов, обладая внушительными запасами нефти и газа, играет значительную роль в глобальных энергетических процессах. С каждым годом усиливается борьба за энергетические рынки как на региональном, так и на мировом уровнях, появляются новые механизмы недобросовестной конкуренции. Активное развитие технологий и неослабевающий спрос на энергоресурсы стали причиной вовлечения арктического региона в глобальное энергетическое пространство, где каждый пытается отстаивать свои национальные интересы. С точки зрения геостратегической и геополитической важности зона арктического региона для РФ является одной из наиболее значимых.

Целью данной работы является изучение тенденций развития законодательства в области регулирования иностранных инвестиций в сфере недропользования, способов создания благоприятных условий для формирования в государстве предсказуемого и прозрачного делового климата.

В 2008 году был принят Федеральный закон от 29.04.2008 № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства».

Федеральным законом № 58-ФЗ от 29 апреля 2008 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» в Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 23954 «О недрах» были введены существенные ограничения, связанные с получением лицензии по факту открытия

месторождений при проведении геологического изучения на участках недр федерального значения, в том числе расположенных в пределах внутренних вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации.

В соответствии с Законом «О недрах» право пользования недрами на участках недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, а также расположенных на территории Российской Федерации и простирающихся на ее континентальный шельф, может быть предоставлено только юридическим лицам, для которых одновременно исполняются три условия:

1. Если данные юридические лица имеют опыт освоения участков недр континентального шельфа Российской Федерации не менее чем пять лет;

2. Если они созданы в соответствии с законодательством Российской Федерации;

3. Если доля (вклад) Российской Федерации в уставных капиталах таких юридических лиц составляет более чем пятьдесят процентов и (или) в отношении которых Российская Федерация имеет право прямо или косвенно распоряжаться более чем пятьюдесятью процентами общего количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставные капиталы таких юридических лиц.

В настоящее время разрабатывается целый ряд законопроектов направленных на устранение административных барьеров и на либерализацию доступа на участки недр федерального значения. В частности проводятся публичные консультации с представителями предпринимательского сообщества, оценивается регулирующее воздействие законопроектов. Представляется необходимым соблюдение единообразия в степени либерализации нормативных правовых актов регулирующих привлечение иностранных инвестиций в Российскую Федерацию.

В соответствии со ст. 2.1 Закона Российской Федерации «О недрах», если в процессе геологического изучения недр, осуществляемого, в том числе по совмещенной лицензии, иностранным пользователем недр, являющимся юридическим лицом с участием иностранных инвесторов или иностранным инвестором, открыто месторождение полезных ископаемых, по своим характеристикам отвечающее участкам недр федерального значения, Правительством Российской Федерации может быть принято решение об отказе в предоставлении права пользования участком недр для разведки и добычи полезных ископаемых на данном участке недр федерального значения такому лицу или в случае осуществления геологического изучения недр по совмещенной лицензии решение о прекращении права пользования участком недр для разведки и добычи

полезных ископаемых на данном участке недр федерального значения при возникновении угрозы обороне страны и безопасности государства.

Риск неполучения права пользования открытого участка недр для разведки и добычи полезных ископаемых, а также риск прекращения права пользования недрами (в случае совмещенной лицензии) существенным образом сказывается на инвестиционной привлекательности геологического изучения в Российской Федерации.

Кроме того, в настоящее время ст. 6 Закона Российской Федерации «О недрах» предусмотрено, что разведка и добыча полезных ископаемых на участке недр федерального значения могут осуществляться на основании решения Правительства Российской Федерации о возможности осуществления на этом участке недр разведки и добычи полезных ископаемых иностранным пользователем недр только после завершения геологического изучения недр на этом участке недр.

Вместе с тем механизм предоставления гарантий Правительства Российской Федерации по предоставлению права пользования недрами до момента открытия месторождения полезных ископаемых, по своим характеристикам отвечающего требованиям участка недр федерального значения, не предусмотрено.

В то же время иностранный пользователь недр заинтересован вкладывать значительные средства в завершение поисково-оценочной деятельности на участках недр только в том случае, когда у него присутствуют твердые гарантии того, что в случае открытия месторождения полезных ископаемых, по своим характеристикам отвечающего участкам недр федерального значения, ему будет предоставлено право его дальнейшей разработки.

Разработка указанного механизма будет способствовать вовлечению участков недр в разработку, что будет содействовать повышению инвестиционной привлекательности геологического изучения в Российской Федерации и увеличению минерально-сырьевой базы Российской Федерации.

Важный вопрос, интересующий юристов теоретиков и практиков энергетической отрасли – переход права пользования участками недр и переоформление лицензий на пользование участками недр, в связи с тем, что в ч. 9 ст. 17.1 Закона «О недрах» содержится перечень случаев, при которых запрещается переход права пользования участком недр федерального значения к юридическому лицу с участием иностранного инвестора или группы лиц, в которую входят иностранные инвесторы, которые:

- 1) имеют право прямо или косвенно распоряжаться (в том числе на основании договора доверительного управления имуществом, договора простого товарищества, договора поручения или в результате других сделок либо по иным основаниям) более чем десятью процентами общего

количества голосов, приходящихся на голосующие акции (доли), составляющие уставный (складочный) капитал такого юридического лица;

2) имеют право на основании договора или по иному основанию определять решения, принимаемые таким юридическим лицом, в том числе условия осуществления им предпринимательской деятельности;

3) имеют право назначать единоличный исполнительный орган и (или) более чем десять процентов состава коллегиального исполнительного органа и (или) имеют безусловную возможность избирать более чем десять процентов состава совета директоров (наблюдательного совета) или иного коллегиального органа управления такого юридического лица.

По решению Правительства Российской Федерации в исключительных случаях допускается переход права пользования участками недр федерального значения к субъектам предпринимательской деятельности, указанным в ч. 10 ст. 17.1 Закона «О недрах»<sup>5</sup>.

Представляется, что ограничение законодателем перехода права пользования участком недр федерального значения к юридическому лицу с участием иностранного инвестора, а также ограничения, которые накладываются на данных лиц в процессе геологического изучения недр, в том числе осуществляемого по совмещенной лицензии, являются мерой защиты сверхприбыльной отрасли от чрезмерного влияния иностранного капитала. Законодатель предусматривает данные ограничения и для группы лиц, в которую входит иностранный инвестор. В этом угадывается глубокий смысл, помимо защиты от влияния иностранного инвестора, законодатель стимулирует российских юридических лиц к выводу капиталов из оффшорных зон, что положительно скажется на экономике страны и развитии энергетического сектора. В то же время осложнение участия в геологическом изучении недр по совмещенной лицензии для юридических лиц с участием иностранного инвестора существенно сказывается на привлекательности данного вида деятельности. Особенно эти проблемы актуальны на шельфе Российской Федерации. Для освоения шельфа бюджетных средств не достаточно. Существующие ограничения препятствуют привлечению инвестиций и делают непривлекательным такой способ вложения средств.

Для решения вышеуказанных сложностей требуется:

– на законодательном уровне закрепить возможность получения гарантий компаниям – недропользователям с участием иностранного капитала на предоставление права пользования участком недр федерального значения для разведки и добычи в случае его открытия.

---

<sup>5</sup> Сальников И.В. Комментарий к изменениям и дополнениям к Федеральному закону от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах».

– допустить иностранных инвесторов и других заинтересованных лиц до геологического изучения и разведки недр без права добычи (юниорные компании)<sup>6</sup>.

– внести изменения в ст. 17.1 Закона «О недрах», допустив возможность перехода права пользования участком недр федерального значения юридическому лицу с участием иностранного инвестора, который имеет право распоряжаться прямо или косвенно до двадцати пяти процентов акций (долей) такого недропользователя.

Предложенные изменения могут помочь иностранным инвесторам правильно оценить свои риски, что в свою очередь в значительной степени повысит привлекательность инвестиционного климата в сфере недропользования Российской Федерации, именно в тех областях деятельности, которые интересны для государства.

---

<sup>6</sup> Василевская Д.В. О совершенствовании законодательства о недрах в целях привлечения к геологоразведочной деятельности юниорных компаний // Труды кафедры горного права, выпуск 9, 2011г.

**СИНТЕЗ ЦЕОЛИТОВ MFI ГИДРОТЕРМАЛЬНО-  
МИКРОВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ  
(SYNTHESIS OF MFI ZEOLITES USING HYDROTHERMALLY-  
MICROWAVE METHOD)**

Караваев А.А., Исаева Е.А., Левченко Д.А.  
(научный руководитель - профессор Локтев А.С.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Высококремнеземные (ВК) цеолиты - кристаллические алюмосиликаты с упорядоченной микропористой структурой и соотношением  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 > 10$  обладают уникальными свойствами, благодаря которым находят широкое применение в качестве катализаторов различных процессов нефтехимии [1]. Среди ВК-цеолитов наиболее широко применяется в катализе цеолит структурного типа MFI (mordenite framework inverted) [2], известный под фирменным названием ZSM-5. Цеолит типа MFI (ZSM-5) впервые получили Argauer и Landolt в 1967 году. Они синтезировали цеолит путем гидротермальной кристаллизации геля состава  $(\text{TPA})_2\text{O}-\text{Na}_2\text{O}-\text{Al}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2-\text{H}_2\text{O}$  с определенным соотношением компонентов, где TPA – тетрапропиламмоний выступает в роли структурообразующего агента [3]. Синтез цеолитов MFI является сложной и длительной процедурой, качество получаемого материала зависит от целого ряда факторов [4]. В настоящее время цеолиты типа MFI получают как с использованием темплата (аммониевые основания и их соли, различные спирты и др.), так и без использования структурообразующих агентов (бестемплатный синтез) [4]. В обоих случаях синтез включает стадии приготовления золя, который в результате старения переходит в гель и кристаллизации полученного геля. Кристаллизация геля, как правило, протекает в стальных обогреваемых автоклавах с тефлоновым вкладышем, (кристаллизация в гидротермальных условиях - гидротермальный синтез). При этом время кристаллизации геля варьируется от нескольких часов до нескольких суток. Температура варьируется от 110 до 260<sup>0</sup>С [5,6].

В последнее время возрастающее внимание исследователей привлекает методика синтеза микро - и мезопористых неорганических материалов с использованием микроволнового воздействия [7]. Это обусловлено тем, что микроволновая обработка позволяет сократить время синтеза при сохранении высокой степени кристалличности цеолита.

В первом сообщении об использовании микроволнового воздействия для синтеза цеолита MFI (ZSM-5) [8] указывалось, что возможно получать цеолит в течение 30 мин при 140 °С в тефлоновом автоклаве, помещенном в бытовую микроволновую печь с частотой излучения 2,45 ГГц. В дальнейшем этот подход успешно применялся для синтеза цеолитов структуры MFI [9,10].

Целью нашего исследования являлась отработка методики ускоренного синтеза цеолитов структуры MFI с высокой степенью кристалличности.

Синтез цеолитов MFI (ZSM-5) с кремнеземным модулем ( $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$ ) 87 и 40 осуществлялся гидротермально-микроволновым способом с использованием микроволновой установки SpeedWave-4 фирмы Berghof. Для синтеза использовали реактивы: тетраэтилортосиликат 98,0%, Fluka, CAS 78-10-4; алюминат натрия ч, Лаверна, ТУ 6-09-102-75, Тетра-н-пропиламмоний гидроксид, 1 М водный раствор, Alfa Aesar GmbH, CAS 4499-86-9, натрий хлористый, хч, ОАО "Михайловский Завод Химреактивов", ГОСТ 54233-77. Расчетные количества реактивов перемешивали с дистиллированной водой и полученную смесь подвергали микроволновой обработке при мощности микроволнового излучения 60 Вт в тefлоновых автоклавах объемом 100 мл с датчиками температуры и давления в течение 120 минут. Для сравнения стандартным гидротермальным методом был синтезирован цеолит с кремнеземным модулем  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=87$ . Синтез вели в стальном автоклаве с тefлоновым вкладышем, который нагревали в муфельной печи.

Кристаллическая структура полученных материалов определялась на дифрактометре Rigaku MiniFlex 600 (Япония), детектор с графитовым монохроматором и медным антикатодом,  $\text{Cu} - \text{K}_\alpha$  излучение,  $\lambda = 1.54187 \text{ \AA}$ . Дифрактограммы синтезированных цеолитов (рис. 1) сравнивали с дифрактограммой эталонного образца Tetrapropylammonium ZSM-5 (MFI),  $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=160$  с сайта International zeolite association. Видно, что фазовый состав всех синтезированных нами цеолитов соответствует структурному типу MFI, на что указывает наличие характеристических пиков при  $2\theta = 7-10$  и  $22-25^\circ$ . Степень кристалличности синтезированных цеолитов рассчитана как сумма интенсивностей пиков в области  $2\theta = 22-25^\circ$ , отнесенная к сумме интенсивностей этих пиков для образца со степенью кристалличности 100% и умноженная на 100% [4].

Расчеты показали, что степень кристалличности цеолитов, полученных гидротермально-микроволновым методом, составила 100%, тогда как цеолита, синтезированного гидротермальным методом – лишь 85%.

Морфологию синтезированных катализаторов изучали на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ) высокого разрешения Mira LMU (Tescan, Чехия). Увеличение от  $\times 4$  до  $\times 1000000$ , изображения получены в режиме регистрации вторичных (SE) и отраженных электронов (BSE) в высоком вакууме. Исследования проведены Бурмистровым А.А., НЦ "Износостойкость" МЭИ ТУ.

На рисунке 2 показаны микрофотографии цеолитов с кремнеземным модулем 87, полученных гидротермальным и гидротермально-микроволновым методами.

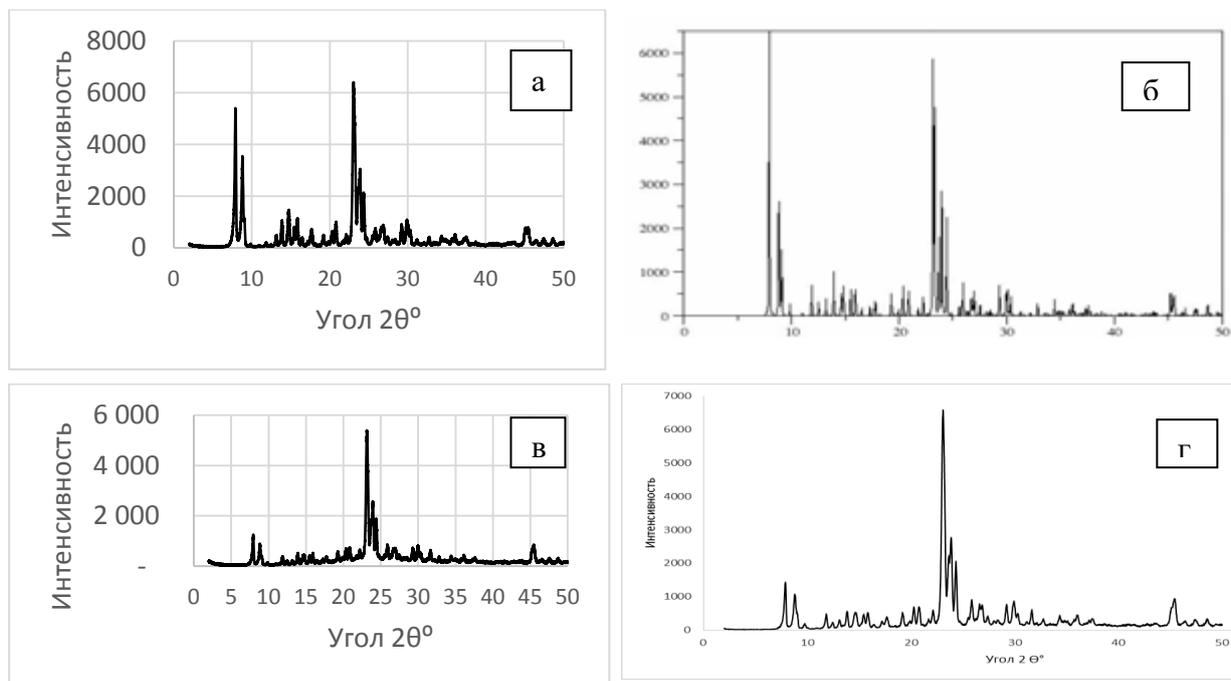
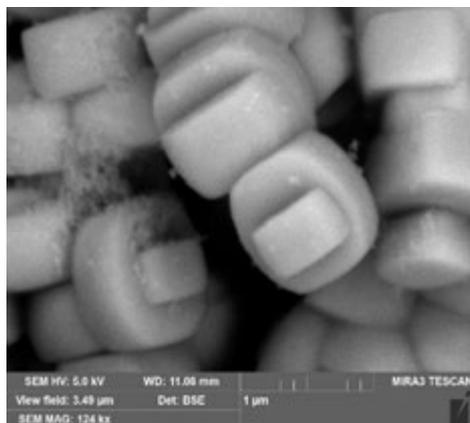
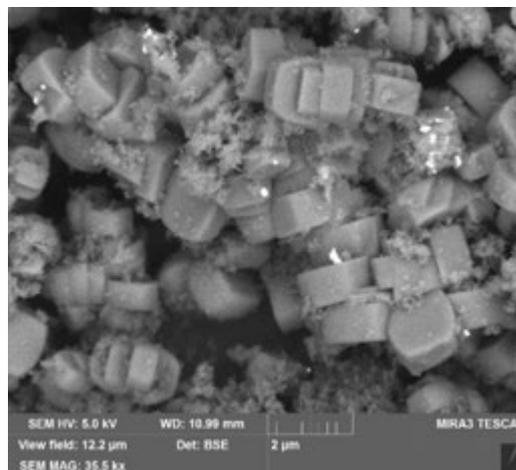


Рис.1 Дифрактограммы цеолитов: а-полученного гидротермально-микроволновым методом ( $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=87$ ); б- эталонного образца ( $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=160$ ); в- полученного гидротермальным методом ( $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=87$ ); г- полученного гидротермально-микроволновым методом ( $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=40$ ).



а



б

Рисунок 2 - Микрофотографии (а) гидротермального и (б) гидротермально-микроволнового цеолитов

Видно, что образец, полученный нами гидротермальным синтезом, представлен однородными частицами размером 1 мкм, тогда как образец, полученный гидротермально-микроволновым методом HZSM-5мкв, состоит из более крупных частиц размером около 2 мкм. Все частицы

имеют правильную овальную форму и содержат вторичные образования кубической формы на боковых гранях.

Таким образом, использование микроволновой обработки позволяет получать цеолиты MFI с различным кремнеземным модулем, имеющие 100% кристалличность и более крупные размеры кристаллов.

Цеолиты, полученные нами с помощью микроволнового синтеза, оказались более активными в ароматизации пропан-бутановой фракции, чем цеолиты, полученные традиционным гидротермальным синтезом [11].

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках выполнения базовой части государственного задания «Организация проведения научных исследований», анкета № 1422, проектной части государственного задания в сфере научной деятельности № 4.306.2014/К и РФФИ (грант 14-03-31816).

### Литература

1. B. Smit, T.L.M. Maesen. // *Nature*. V. 451. № 7179. 2008. P. 671-678.
2. Baerlocher C., McCusker L. B., Olson D. H. *Atlas of Zeolite Framework Types*. 6th ed. New York: Elsevier Inc., 2007. 398 p.
3. M. Otake. // *ZEOLITES*. 1994. V. 14. P. 42-52
4. Y. Cheng, R.H. Liao, J.S. Li, X.Y. Sun, L.J. Wang. // *Journal of Materials Processing Technology*. 2008. V. 206. P. 445-452.
5. S.J. Kulkarni, P. Srinivasu, N. Narender, K.V. Raghavan. // *Catalysis Communications*. 2002. V. 3. P. 113-117
6. M. Ghiacia., F. Seyedeyn-Azad, R. Kia. // *Materials Research Bulletin*. 2004. V. 39. P. 1257-1264.
7. M. Bandyopadhyay, H. Gies. // *C.R. Chimie*. 2005. V. 8. P. 621–626.
8. Arafat, J.C. Jansen, A.R. Ebaid, H. van Bekkum. // *Zeolites*. 1993. V. 13. P. 163-165.
9. C.S. Cundy. Microwave techniques in the synthesis and modification of zeolite catalysts. // *Collect. Czech. Chem. Commun*. 1998. V. 63. P. 1699-1723.
10. Y.K. Hwang, J.-S. Chang, S.-E. Park, D.S. Kim, Y.-U. Kwon, S.H. Jhung, J.-S. Hwang, M.S. Park. Microwave Fabrication of MFI Zeolite Crystals with a Fibrous Morphology and Their Applications. // *Angew. Chem. Int. Ed*. 2005. V. 44. P. 556 – 560.
11. Дедов А.Г., Локтев А.С., Левченко Д. А., Караваев А. А., Спесивцев Н. А., Пархоменко К.В., Голиков С. Д., Иванов В. К., Ишмурзин А. В., Фомкин И. И., Моисеев И.И. Влияние способа получения, природы и щелочной обработки цеолитов типа ZSM-5 на превращения алканов C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>. // *Химическая технология*, №5, 2014.

# СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ КАК ИНСТРУМЕНТ ГЛОБАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ (SHALE OIL AS A TOOL OF GLOBAL POLICY)

Ковалёва Ю.Н.

(научные руководители: д.и.н. Калинов В.В., к.ф.н. Желнова А.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В июле прошлого года страны-экспортёры столкнулись с обвалом цен на нефть. Одной из причин стал рост производства сланцевой нефти в США. Что же такое сланцевая нефть и чем она отличается от традиционной? Можно ли считать США виноватой в том, что сейчас творится на мировом рынке углеводородов? Способен ли переизбыток топлива остановить работу некоторых нефтяных компаний?

Сланцевая нефть – нефть, которая: добывается из сланцевых залежей, которые образовались много лет из растительных и животных остатков и находятся в твердом или в жидком состоянии; добывается из других пород с очень низкой проницаемостью, путем добычи сланцев шахтным способом с последующей его переработкой на специальных установках-ретортах; добывается непосредственно из пласта путем бурения горизонтальных скважин с последующими множественными гидроразрывами данного пласта [8].

Нефть традиционная и нефть сланцевая практически не отличаются по составу, просто имеют разные технологии добычи. Для добычи обычной нефти бурятся вертикальные скважины, а для добычи сланцевой, как уже говорилось ранее, приходится бурить дорогие горизонтальные скважины и закачивать туда специальный реагент для повышения проницаемости пласта. Интересным является так же тот факт, что если скважины с традиционной нефтью можно использовать несколько лет, то скважины со сланцевой - от одного до восьми месяцев.

Нельзя утверждать, что добыча сланцевой нефти началась как-то неожиданно. 6 октября 1973 г. Египет и Сирия, при поддержке арабского мира, напали на Израиль, положив начало очередному вооруженному конфликту на Ближнем Востоке. Военные действия стремительно разворачивались, и не в пользу нападающих, во многом благодаря помощи ведущих стран Запада, и прежде всего, США. Спустя 11 дней после вторжения - 17 октября - Организация арабских стран - экспортеров нефти (ОАПЕК) заявила об отказе поставлять нефть странам, поддержавшим Израиль [1, с. 52-57].

Данная ситуация вызвала резкий подъём цен на нефть. Уже через сутки баррель нефти подскочил с \$3 до 5, а с начала 1974 г. - уже до 11,6\$. Конфликт на землях Палестины был лишь только началом кульминации. Повышение стоимости нефти на 380 % нанесло сильный удар по экономике ведущих стран мира. И, несмотря на то, что уже в марте 1974 г.

нефтяное эмбарго было отменено, последствия были просто катастрофическими: резкий спад производства, рост безработицы и инфляции пошатнули фундамент капиталистического уклада. В разы возросла роль Советского Союза на мировой арене и особенно на нефтегазовом рынке.

Для снижения зависимости от импортных энергоносителей Конгресс США в 1975 г. принял решение о создании стратегического нефтяного запаса, а также санкционировал введение жестких правил экономии. Особенно это сказалось на автомобилестроительной отрасли. Экономия коснулась жизни каждого американца. К примеру, за превышение скорости, максимальный порог которой установили на уровне 55 миль/час, ввели довольно высокие штрафы.

18 апреля 1977 г. президент США Джимми Картер выступил по телевидению с чрезвычайно пессимистическим сообщением о том, что страна исчерпала все запасы углеводородов. В этом же году правительство приняло решение о создании Национального энергетического плана, целью которого стало снижение зависимости от импортных энергоносителей [1, с. 52-57].

В процессе налаживания экономики западный мир не успел заметить, как подкрался второй за десятилетие энергетический кризис. 1978-1979 гг. произошла Исламская революция в Иране, приведшая к эмбарго иранской нефти на мировой рынок. В марте 1979 г. масштабная авария на атомной электростанции Три-Майл-Айленд, после которой прекращается строительство новых атомных электростанций в США. В дополнение к этому в сентябре 1980 г. началась война за пограничные нефтеносные районы между Ираком и Ираном. Все это привело к резкому росту цен на нефть - они достигли отметки \$35 за баррель. Индустриальный мир снова входил в полосу стагнации и инфляции.

Во время беспрецедентной экономии энергоносителей в США была учреждена государственная корпорация «Synthetic Fuels Corp.» с одновременным выделением совокупного финансирования в размере более \$80 млрд. Задача была более чем понятной - разработка сланцев. Одновременно вводились серьезные налоговые преференции. Добыча нефти и газа из сланцев стала настолько успешной, что американцы с импортеров уже за последние пять лет, удовлетворив внутренние потребности, превратились в экспортеров топлива.

Многие компании принялись восполнять энергетический дефицит на рынке США. Именно на этом поле деятельности возвысился Катар и еще несколько стран, в том числе и Ливия. Все шло шаг за шагом до тех пор, пока Штаты после начала успешной добычи сланцевых углеводородов не заявили об отказе в поставках нефти и газа. Таким образом на рынке возникла беспрецедентная ситуация – появились значительные объемы избыточного сланцевого топлива [1. с.52-57]

Феномен «сланцевой революции» существенно изменил баланс на мировых энергетических рынках, а новые технологии добычи сланцевого газа и нефти постепенно стали получать широкое распространение в мире.

Об этом говорил в своем докладе министр энергетики Российской Федерации Александра Новака на 49-й Мюнхенской конференции по безопасности «Геополитические изменения в контексте американской нефтегазовой революции». «Успехи в добыче сланцевого газа и нефти снизили опасения международной общественности перед скорым истощением запасов углеводородного сырья. Новые технологии открывают нам сегодня доступ к огромным запасам углеводородов, которые ранее считались недоступными», - отмечал А.Новак. При этом он отметил, что в РФ ожидают сохранения роли традиционных углеводородов в глобальном энергобалансе на обозримую перспективу. «В своих долгосрочных прогнозах мы исходим из того, что общемировая потребность в энергоресурсах, причем экологически чистых и эффективных, будет расти», - добавил он.

По его словам, технологический прорыв в добыче природного газа повысил доступность этого энергоресурса в ключевых регионах - потребителях. Так, крупнейший производитель сланцевого газа - США, которые еще недавно были нетто - импортером голубого топлива, в ближайшие годы могут стать нетто - экспортером этого сырья. Одновременно США существенно снижают свою зависимость от импорта нефти - в 2012 г. чистый импорт нефти составил всего 7,5 млн баррелей в день. По оценкам экспертов, возможно снижение объемов импорта в незначительных или даже нулевых показателях через 12-15 лет, добавил А.Новак [5].

А.Новак подчеркнул, что добыча сланцевого газа влияет на международные торговые потоки. В частности, уход с рынка крупнейшего импортера углеводородного сырья - США - существенно меняет карту традиционных маршрутов экспортных поставок и всей структуры мировой торговли углеводородами.

Сегодня уже очевидно, что в балансе мирового спроса на энергоресурсы большую роль станут играть страны Азиатско - Тихоокеанского региона, прежде всего Китай и Индия. Именно на них будут переориентироваться производители углеводородного сырья с Ближнего Востока, а также Россия, Канада, Австралия и Восточная Африка.

«Новые технологии добычи сланцевого газа и нефти могут получить широкое распространение в мире, хотя это процесс не быстрый - всем известные сложности технологического, юридического, инфраструктурного, экологического и даже политического характера. Тем не менее, в перспективе это также повлияет на международные

энергетические потоки, поскольку процесс добычи может максимально приблизиться к местам потребления», - подчеркнул А.Новак.

При этом он отметил, что американская промышленность за счет использования дешевого газа и снижения тарифов на электроэнергию увеличивает свою конкурентоспособность. В свою очередь, снижение импортозависимости приводит к сокращению дефицита платежного баланса.

Между тем, Международное энергетическое агентство (МЭА) отмечает, что добыча сланцевых углеводородов в среднесрочной перспективе останется исключительно североамериканским феноменом. Данная констатация способна серьезно изменить расстановку сил на европейском энергетическом поле. Однако эта констатация с большим трудом сможет заставить Еврокомиссию и другие западные структуры изменить свои политизированные подходы к проблемам обеспечения энергобезопасности Европы и сотрудничества с Россией.

«Сомнительные перспективы» - именно так эксперты МЭА охарактеризовали расчеты ряда европейских политиков на то, что за счет добычи сланцевого газа Евросоюза удастся коренным образом изменить структуру энергоресурсов. Признавая работы по расширению добычи сланцевого топлива, которые активно развиваются в США. МЭА призывает не переносить автоматически эту ситуацию на европейскую почву. Дело в том, что в Америке для добычи используется метод гидравлического разрыва пласта (фрекинг), который вызывает серьезные экологические проблемы. Что касается европейских стран, то аналогичные проблемы могут вызвать массу протестов местного населения и экологов и фактически помешать разработке месторождений нового вида топлива.

К настоящему времени в Европе по вопросу добычи сланцевых энергоресурсов уже возник серьезный раскол. Курс на развитие технологий добычи приняли Румыния, Венгрия, Испания, Великобритания и Польша. Одновременно аналогичный метод добычи официально запрещен во Франции и Болгарии.

Еврокомиссар по вопросам энергетики Гюнтер Эттингер в интервью газете Die Welt поспешил предостеречь от излишней спешки в этой области и от имени Еврокомиссии пообещал выработать единые правила по добыче сланцевых энергоресурсов и проработать все те же «вопросы охраны окружающей среды».

В настоящее время эксперты отмечают, что в США при проведении «сланцевой революции» появились серьезные проблемы. В частности, французский нефтегазовый концерн Total в начале текущего года уже заявил о приостановлении разработок месторождений сланцевого газа в США из-за низкой рентабельности. В частности, концерн понес «большие финансовые потери в Техасе». Поэтому руководство Total приняло решение отказаться от разработки соответствующих месторождений в

США и сконцентрировать усилия на добыче традиционного природного газа [6].

Аналогичная ситуация складывается и в других районах «мировой сланцевой революции». От разработки польских месторождений уже отказались местная государственная компания Lotos, американская Exxon Mobil и канадская Talisman Energy. Последняя, в частности, заявила о том, что рентабельных залежей сланцев не обнаружено. А на первом Мозамбикском газовом саммите, состоявшемся весной этого года в Мапуту, с красноречивым заявлением выступил президент португальского нефтегазового холдинга Grupo Galp Energia Мануэл Феррейра де Оливейра, который призвал не преувеличивать угрозу со стороны сланцевого газа для традиционных источников энергии. Он признал, что «сланцевый газ уже, безусловно, превратился в источник энергии для мира», однако подчеркнул, что «согласно самым оптимистичным прогнозам», запасов сланцевой нефти хватит, в основном, на то, чтобы конкурировать только с углем в тех же странах, где он добывается [6].

Также следует отметить, что технологии, применяемые для добычи сланцев обходятся дороже, чем при добыче традиционной нефти. Очевидно, что чем дороже оборудование, тем выше себестоимость.

Самой дорогой нефтью в мире остается добыча сланцевой нефти в США со средним показателем 32 доллара за баррель. Правда, технологии добычи сланцевой нефти стремительно совершенствуются, и если в 2012 г. себестоимость добычи нефти данным способом составляла порядка 100 долларов, то буквально за 3 года ее удалось сократить почти в 3 раза.

Что касается России, то уже на разведанных старых месторождениях, себестоимость нефтедобычи не превышает 6 долларов, в то время как на новых месторождениях она составляет около 16 долларов.

Самой дешевой по-прежнему считается нефтедобыча в Саудовской Аравии и Иране: 4 и 5 долларов соответственно [9].

В связи с переизбытком топлива на мировом рынке на данный момент большой интерес представляет изменение цен на нефть, которое постоянно колеблется. По состоянию на 20 марта 2015 г. стоимость барреля Brent составила \$55,32 за баррель. Это более чем в два раза ниже показателя июня 2014 года, когда цена достигала отметки \$115,71. Внезапное падение цен на нефть в конце 2014 г. сформировало такое понятие как «Нефтяная война 2014-2015» [10].

Происходит передел мирового рынка энергоносителей, и кто займёт лидирующие позиции пока не понятно. Целью нынешней нефтяной войны эксперты преимущественно считают обрушение нефтяной промышленности США. Хотя нельзя в качестве цели исключать обрушение экономики РФ. Очевидно, что санкции стали частью данной войны: после их введения в 2014 г. в отношении России,

нефтедобывающая отрасль столкнулась с рядом серьезных проблем, которые отразились не только на реализации новых проектов на арктическом шельфе России, на разработке месторождений сланцевой нефти, но даже на приобретении необходимого оборудования нефтяными компаниями нашей страны.

Спасает положение России в этих условиях то, что она имеет запасы традиционной нефти, крупнейшие месторождения которой расположены в 18 регионах нашей страны.

23 июля 2013 г. Президентом РФ был подписан Федеральный закон № 213-ФЗ о стимулировании разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) и других изменениях в налогообложении нефтяной отрасли [11]. В настоящее время Минприроды РФ разработает "дорожную карту" вовлечения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в освоение, которая будет предусматривать дополнительные налоговые льготы и преференции для нефтяных компаний. Соответствующее поручение Роснедрам и профильным департаментам дал глава ведомства Сергей Донской.

"С целью активизации вовлечения в освоение участков недр, содержащих сланцевую, а также высоковязкую нефть, планируется привлекать небольшие и средние компании, так называемых технологических юниоров, под патронатом "Росгеологии", на базе которой создаются координационный центр и центр новых компетенций", - говорится в сообщении.

Площадь участков недр, которые планируется предоставлять для разведки, может составлять до 4 тыс. кв. км с возможностью исключения бесперспективных площадей из лицензионного участка.

"Дорожная карта" должна содержать план-график внесения необходимых изменений в законодательство о недрах, предварительный план лицензирования участков, содержащих трудноизвлекаемые запасы углеводородов.

"Поправки в закон "О недрах" необходимо внести уже до конца текущего года", - отмечается в сообщении Минприроды. - Данные меры позволят сформировать новую отрасль, обеспечить упрощенный доступ к трудноизвлекаемым запасам нефти и газа при строгом соблюдении норм экологического законодательства и повысить конкуренцию в данной сфере".

Совсем недавно, 25 декабря 2014 г., министр энергетики РФ Александр Новак заявил, что для сохранения конкурентоспособности «необходимо осваивать новые технологии» и добыча сланцевой нефти — это один из стратегических приоритетов отрасли на среднесрочную перспективу [12].

Президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль отметил, что «перспективы развития нашей нефтяной промышленности связаны в основном с разработкой или с поиском

технологий добычи нефти из так называемой Баженовской свиты, которая распространена на всей территории Тюменской области около 1 млн км<sup>2</sup>. Но пока технологии, которые сегодня существуют, не позволяют ее добывать в достаточном количестве и достаточно эффективно. И коэффициент нефтеизвлечения, если говорить о традиционных технологиях, будет, может быть, 2-3 процента, а это не очень хорошо. Поэтому, конечно, нам обязательно нужно разрабатывать сланцевые месторождения, но нужны свои технологии» [12].

Говоря о запасах сланцевых месторождений, ректор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина В.Г. Мартынов отметил, что, помимо Баженовской свиты, потенциальные запасы есть также в Куонамской свите и свите Доманиковской сланцевой формации, которая может содержать около 1 млрд т извлекаемых запасов. В Восточной Сибири запасы сланцев могут составлять около 10 млрд т. [2, с. 598]. Самое главное, отметил В.Г.Мартынов, необходимы инвестиции в науку, геологоразведку, введение специального налогового режима и преференций.

«В отличие от сланцевого газа, добыча которого в России совсем не актуальна, направление сланцевой нефти представляет для Газпрома заметный интерес, и мы намерены этим вопросом активно заниматься», – сказал Алексей Миллер. В свою очередь вице-президент ЛУКОЙЛа Леонид Федун полагает, что постепенное истощение старых нефтяных полей может быть компенсировано нефтью с расположенных в Западной Сибири месторождений той самой Баженовской свиты. «Газпром нефть» рассчитывает, что уже к 2020 г. объемы добываемой компанией трудноизвлекаемой нефти могут составить 10–15% от общей добычи (в 100 млн тонн нефти).

Что касается США, сланцевая добыча с середины 2014 г. начала испытывать серьезные трудности. С начала 2015 г. количество буровых скважин в стране сократилось на 15% - с 1609 до 1366 единиц [3]. Это связано с затянувшимся падением цен на нефть: добывать сланцевое топливо рентабельно только тогда, когда баррель торгуется на уровне \$60 и выше. На данный момент, цена упала до отметки \$56 за баррель. Падение стоимости нефти уже повлияло на некоторые нефтедобывающие компании США. Примером может стать компания из Техаса WVN Energy, добывающая сланцевую нефть и газ, которая заявила о банкротстве. Специалисты говорят, что это далеко не последняя компания [4].

Как известно, страны ОПЕК не собираются сокращать поставки своего топлива на мировой рынок.

В докладе Международного Валютного фонда аналитики сообщили, что если в ближайшие месяцы ничего не изменится на мировом рынке, то из полутора десятков крупнейших компаний США по добыче сланцевой нефти останутся только две. Более того, специалисты по американской промышленности из IHS Global Insight считают, что в 2015 г. компании,

обеспечивающие работу предприятий нефтяной и газовой промышленности, могут потерять до 40 000 рабочих мест [5]. Для России низкие цены поспособствуют снижению расходной части бюджета. По заявлению министра финансов, при средней цене нефти \$50 за баррель в течение года доходы бюджета сократятся на три триллиона рублей, хотя власти уверяют, что повода для паники нет.

Падение цен, сокращение рабочих мест, давление санкций и банкротство некоторых компаний – это не последний список явлений, уже произошедших из-за конкуренции на мировом рынке.

В декабре прошлого года, экс-министр финансов РФ, глава Комитета гражданских инициатив (КГИ) Алексей Кудрин заявил, что сейчас цену на нефть трудно предсказать — еще полгода назад никто не мог предположить, что цена снизится до нынешней величины примерно в 63 доллара за баррель [7]. «Но мы видим некоторую тенденцию, и эта тенденция будет развиваться некоторое время — может быть, три месяца, может быть полгода. Цена может даже еще снизиться. Трудно сейчас сказать, она остановится на 60-ти или на 50-ти (долларах за баррель — ред.), но потом, наверное, через какое-то время она поднимется — может быть, через три месяца, может быть, через шесть месяцев, и закрепится на какой-то высоте», - отметил А. Кудрин.

Проанализировав события на энергетическом рынке и сложные взаимоотношения между ведущими странами мира, можно сделать вывод, что за прошедшие два года сложилась неприятная экономическая ситуация как у стран-поставщиков углеводородов, так и у стран-потребителей. И такое положение дел далеко от благополучной развязки. Мировой передел собственности запасов нефти и рынков её сбыта напрямую связан с политическими амбициями ведущих мировых держав. И сланцевая нефть, несомненно, – это один из геополитических рычагов в борьбе за лидирующие позиции на мировом рынке энергоносителей.

## Литература

1. Адамович Г. А., Дербичев А. Г. Возможна ли сланцевая революция в России? // Экология и жизнь. 2013. №1.
2. Цит. По Бодрова Е.В., Калинов В.В. Государственная политика в нефтегазовой сфере в контексте российской модернизации//М.: МАОРИ, 2014. 813 с.
3. Жарков А. М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2014. № 3. – с. 16-21.
4. Процесс банкротства [Электронный ресурс] URL: <http://neftegaz.ru/news/view/133683/>

5. WSJ: падение цен на нефть приведет к массовым увольнениям в США [Электронный ресурс] [URL:http://ria.ru/world/20141227/1040428172.html](http://ria.ru/world/20141227/1040428172.html)
6. Мировая энергетика: от «сланцевой революции» к здоровому прагматизму?[Электронный ресурс] URL: <http://www.fondsk.ru/news/2013/06/04/mirovaja-energetika-ot-slancevoj-revoljucii-k-zdorovomu-pragmatizmu-i-20873.html>
7. Кудрин А.: цена на нефть может еще снизиться, затем начнет расти [Электронный ресурс] URL:<http://www.oilru.com/news/441941/>
8. Что такое сланцевая нефть? [Электронный ресурс] URL: <http://chtooznachaet.ru/slancevaya-neft.html>
9. Себестоимость добычи нефти по странам мира в 2015 году [Электронный ресурс] URL: <http://bs-life.ru/makroekonomika/sebestoimost-dobichi-nefti2015.html>
10. Нефтяная война [Электронный ресурс] //URL: [http://so-l.ru/news/show/neftyanaya\\_voyna\\_2014\\_2015\\_gg](http://so-l.ru/news/show/neftyanaya_voyna_2014_2015_gg)
11. Федеральный закон Российской Федерации от 23.07.2013 г. №213-ФЗ «О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе»». [Электронный ресурс] URL:[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_164904/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164904/)
12. Минприроды обещает нефтяным компаниям налоговые льготы при разработке сланцевой нефти [Электронный ресурс] URL: <http://www.oilru.com/news/453473/>

# **РОЛЬ ЯВЛЕНИЙ ГИСТЕРЕЗИСА ПРИ ВОДОГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ (HISTERESIS ROLE IN WAG METHODS)**

Ковтун В.В.

(научный руководитель - Язынина И.В.)  
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

## **Введение**

В конце XX - начале XXI века повысился интерес к методу повышения нефтеотдачи при помощи попеременной закачки в пласт воды и газа. Этот метод был применен в промысловых масштабах на месторождениях Северного моря, что не в последнюю очередь было связано с необходимостью утилизации попутного газа в тех случаях, когда его транспортировка на сушу была нерентабельна. Однако численное моделирование процесса ВГВ требует знания функций потока (т.е., относительную проницаемость и капиллярное давление).

Для процесса попеременного нагнетания воды и газа вид кривых ОФП существенно зависит от направления изменения насыщенности. Поэтому, надежное моделирование ВГВ воздействия, требует увеличения надежности моделей относительных проницаемостей путем учета гистерезиса (различие кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) при возрастании насыщенности данной фазы и при её убывании), проверенных экспериментально. Без знания поведения ОФП при различных циклах нагнетания, невозможно получение точных и достоверных данных при проведении технологических расчетов процесса водогазового воздействия (ВГВ) с использованием современных гидродинамических симуляторов. Этому направлению исследований посвящен целый ряд статей, в которых рассмотрены различные аспекты оценки роли гистерезиса ОФП при математическом моделировании ВГВ. Было доказано, что учет явления гистерезиса ОФП является необходимым условием при проведении моделирования ВГВ. Расчетная величина добычи нефти, полученная в моделях, учитывающих гистерезис ОФП, отличалась от данных, определяемых при выполнении расчетов без учета этого параметра.

## **Эксперимент**

В качестве объекта исследования были взяты образцы керн Восточно-Перевального месторождения из ачимовских пластов, приуроченных к отложениям меловой системы (представлены нижним и верхним отделами).

Для проведения фильтрационных экспериментов образцы группировались в колонки по 4 образца. При размещении колонки в кернодержателе в зазоры между образцами вставлялись прокладки из фильтровальной бумаги, а сами образцы размещались в порядке уменьшения проницаемости по ходу фильтрации.

В качестве пластовой воды использовалась модель с минерализацией 17,8 г/л NaCl. В качестве нефти использовалась дегазированная нефть из скважины № 423. В качестве газа использовался технический азот N<sub>2</sub>. Выбор газа обусловлен необходимостью максимально исключить растворение газа в нефти для более точного контроля насыщенности порового пространства флюидами.

### Метод исследования

Исследования проводились на фильтрационной установке CoretestCFS-830 в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Гидравлическая схема эксперимента представлена на рисунке 1.

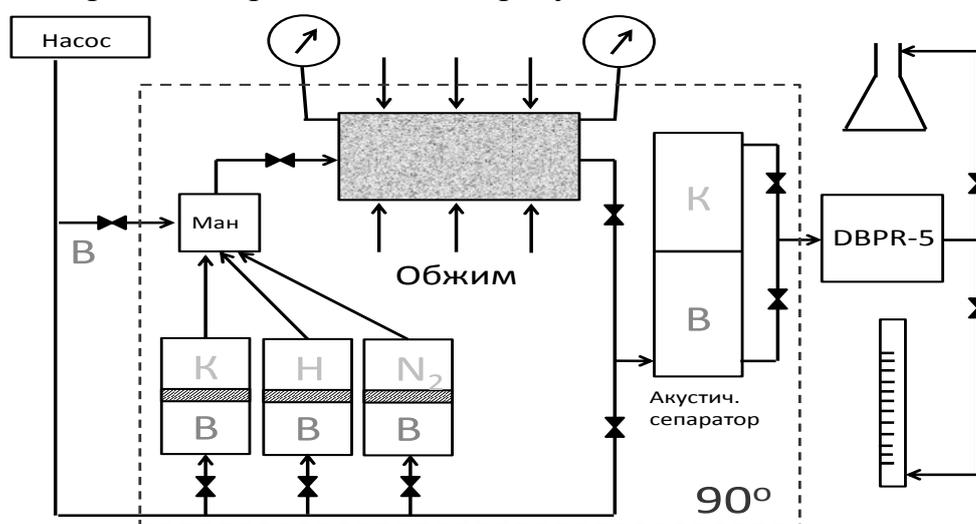


Рисунок 1 – Гидравлическая схема установки CoretestCFS-830

Температура проведения экспериментов соответствовала пластовой и составляла 90 °С. Опыты проводились при пластовом давлении 14 МПа и давлении обжима 24 МПа. Создание начальной нефтенасыщенности осуществлялось прокачкой керосина через колонку до стабилизации перепада давления и насыщенности ( $q_k=2$  см<sup>3</sup>/мин). Далее через колонку фильтровали нефть (3 поровых объема с расходом  $q_n=2$  см<sup>3</sup>/мин). Для установления сорбционного равновесия колонку оставляли при пластовых условиях на ночь.

Вода и газ поочередно нагнетались в колонку с постоянным расходом 0,2 см<sup>3</sup>/мин. Большое значение расхода вытесняющих агентов обусловлено необходимостью пересчета данных эксперимента по вытеснению в кривые ОФП по методике JBN.

Последовательность нагнетания вытесняющих агентов моделирует заводнение коллектора с восемью последующими циклами нагнетания газа (дренажа) и воды (пропитки).

## Результаты экспериментов

По численным данным проделанных экспериментов построен график (рис.2) зависимости коэффициента вытеснения от заводнения и различных циклах ВГВ.

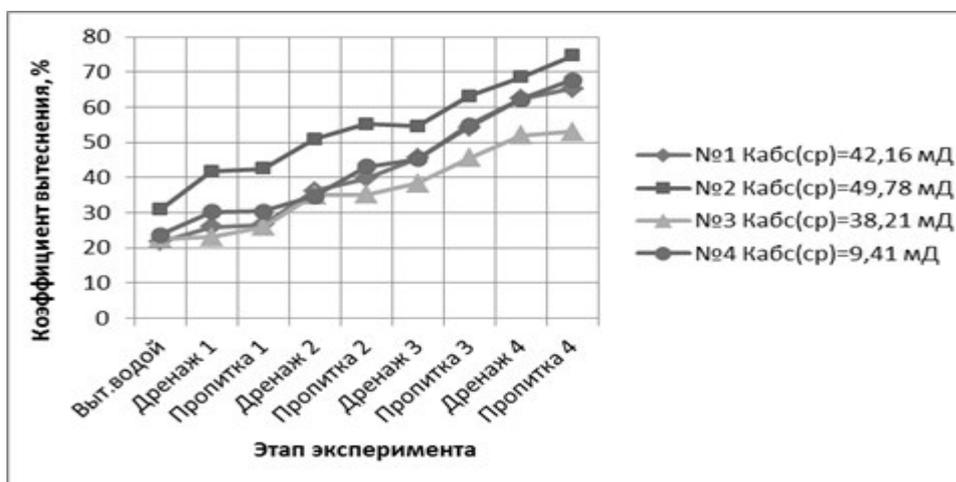
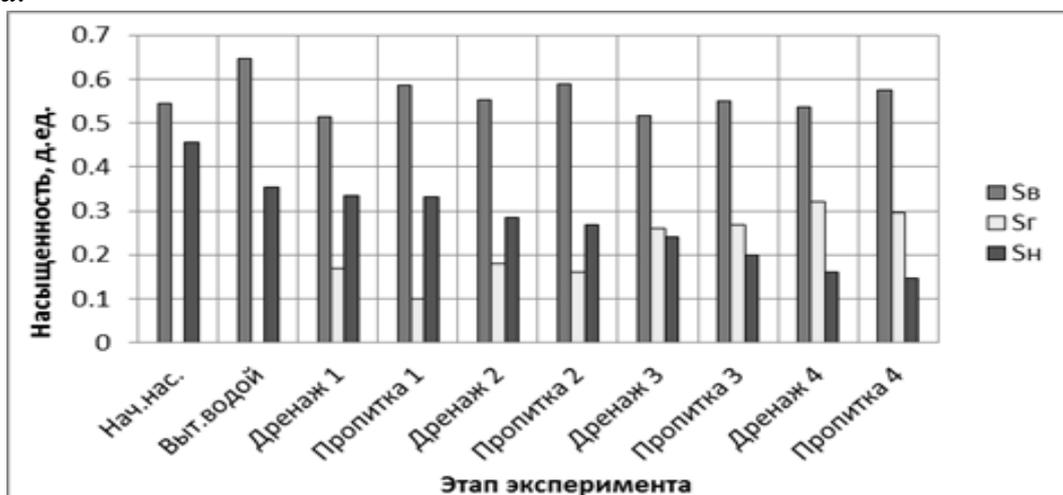


Рисунок 2 – График зависимости коэффициента вытеснения от заводнения и различных циклах ВГВ

Анализ изменения насыщенности при ВГВ показал, что во всех экспериментах снижение нефтенасыщенности достигается за счёт увеличения газонасыщенности, т.е. заземления газа (рисунок 3). Водонасыщенность при смене этапов эксперимента не имеет выраженного тренда.



S – насыщенность, в – вода, г – газ, н – нефть

Рисунок 3 – Гистограммы изменения насыщенности колонки №1 при заводнении и ВГВ

На рисунке 4 представлено изменение проницаемости по воде и газу на различных этапах ВГВ. Значения проницаемости рассчитаны по стабилизированным значениям перепада давления при фильтрации соответствующих флюидов. Видно, что фазовая проницаемость по воде и

газу при смене циклов ВГВ не имеет выраженного тренда. Несмотря на увеличение газонасыщенности порового пространства при смене циклов ВГВ для всех колонок, отмечается существенный рост фазовой проницаемости по газу лишь для колонки №3. Этот факт указывает на заземление газа в недренируемых порах.

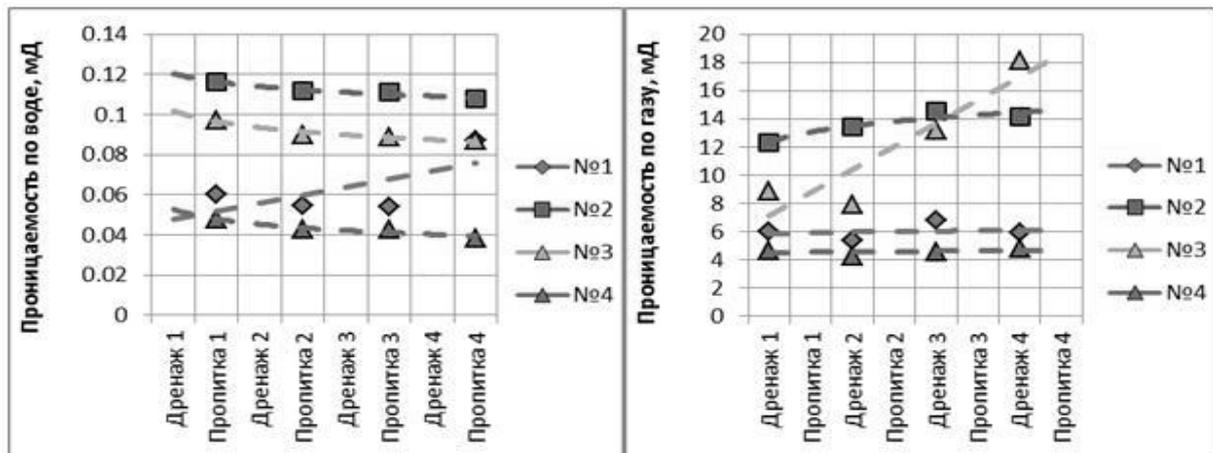


Рисунок 4 – График зависимости фазовых проницаемостей по воде и газу от различных циклах ВГВ для 4х колонок ядра

Полученные данные свидетельствуют о том, что форма ОФП при пропитке первого цикла существенно отличается от второго, т.е. проявляется гистерезис. Второй и последующие циклы пропитки характеризуются близкими по форме кривыми ОФП, существенно отличаются лишь крайние точки. Для наглядности, изменение формы ОФП представлено на рисунке 5 (по оси абсцисс отложено нормированное на максимальное для данного цикла ВГВ значение водонасыщенности). Отметим также, что диапазон изменения водонасыщенности максимален для первого цикла. Этапы дренажа носят непоршневой характер, этапы пропитки (кроме первого) - поршневой. Ранее было экспериментально установлено, что для терригенного коллектора при отсутствии в поровом пространстве нефти первые 4 цикла ВГВ носят непоршневой характер, как дренажа, так и пропитки.

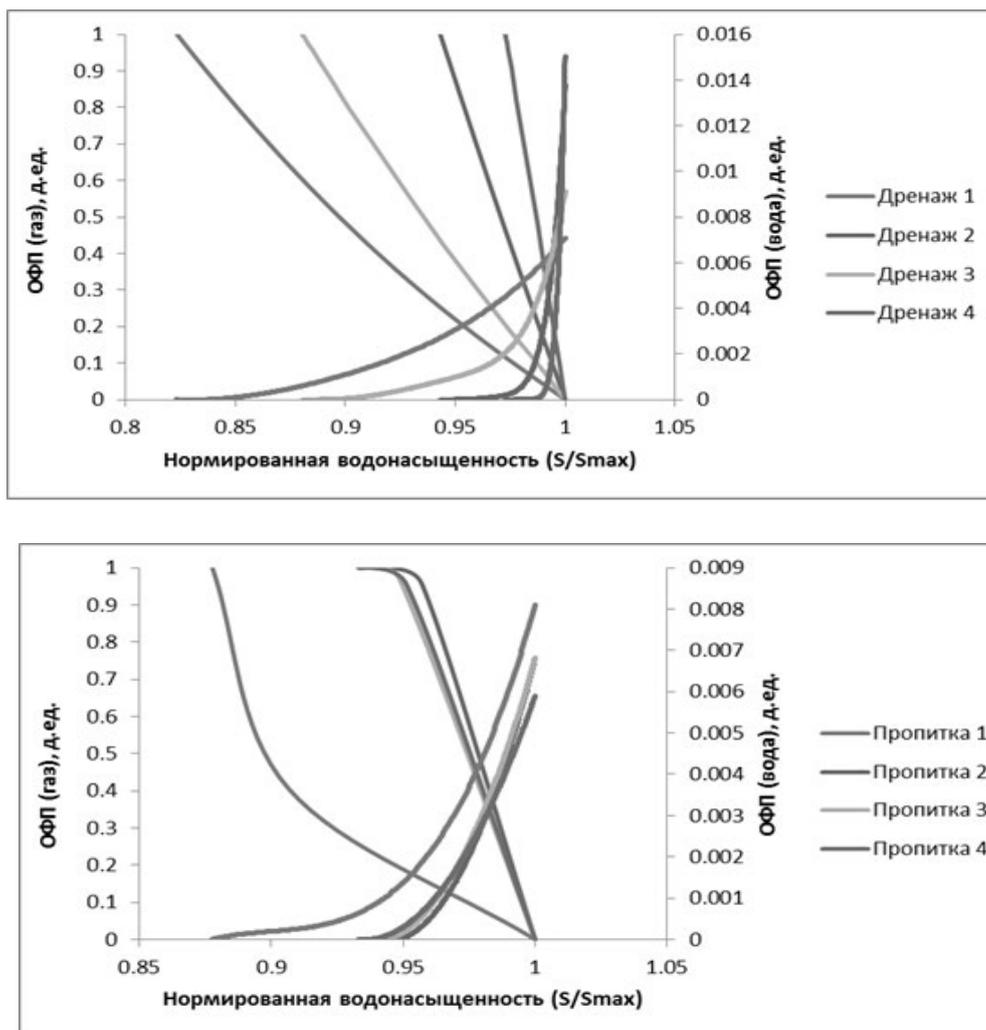


Рисунок 5 – Изменение формы кривых ОФП при смене циклов ВГВ

### Анализ полученных результатов.

**а) Эффективность вытеснения нефти.** Рассмотрение экспериментальных данных, приведенных на рисунках 2-5 показывает, что основной причиной увеличения коэффициента вытеснения нефти является замещение нефти газом. Основное вытеснение нефти происходит в процессе дренажа (закачки газа), в то время как нагнетание воды мало сказывается на эффективности вытеснения.

Другими словами, при каждом цикле газ занимает все большую часть нефтенасыщенного порового пространства, занятого ранее нефтью, вытесняя оттуда последнюю в более крупные каналы, образующие связанное пространство, которые промываются водой. Наибольшее количество газа остаётся в горной породе после первого этапа дренажа, на последующих этапах газонасыщенность при каждом дренаже возрастает меньше. Суммарная насыщенность углеводородами при всех циклах остается приблизительно одинаковой.

При этом после четвертого цикла коэффициент вытеснения нефти по сравнению с заводнением увеличивается, примерно, почти в три раза.

Полученный экспериментальный материал показывает, что ВГВ является весьма эффективным методом повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири.

#### **б) Гистерезис фазовых проницаемостей.**

Гистерезис фазовых проницаемостей представляет интерес главным образом для системы вода–газ. В рассматриваемых экспериментах фильтрация вода–газ происходила в присутствии остаточной нефти, которая изменялась в процессе проведения экспериментов, т.е. имело место трехфазное течение. Приведенные данные указывают на заметное отличие в поведении кривых ОФП на различных циклах закачки ВГВ для случая дренажа и пропитки. Так при вытеснении газом ОФП для воды (смачивающая фаза) заметно изменялась от цикла к циклу во всем диапазоне изменения насыщенности, в то время как кривые ОФП для газа отличались друг от друга при относительно низких значениях водонасыщенности и довольно близко совпадали друг с другом при высокой водонасыщенности.

При пропитки кривые ОФП системы вода–газ, соответствующие первому циклу, (в трех из четырех опытов) заметно отличались от данных, полученных при последующих циклах.

Анализ зависимостей, представленных на рисунке 5, показывает, что гистерезис ОФП сказался на форме кривых как для несмачивающей фазы (газ), так и для смачивающей (воды). Причем это отличие, весьма заметно и на втором цикле.

Полученные данные показывают, что ОФП не только зависят от истории насыщения (гистерезис), но и от количества циклов.

В литературе существует две точки зрения на механизм этого явления. Первая основывается на различии в углах натекания и отекания, которые могут достаточно сильно отличаться друг от друга. Так, для воды на поверхности минералов угол натекания на  $50^\circ$  больше угла отекания. Основными причинами возникновения такого гистерезиса угла смачивания являются первоначальное загрязнение поверхности другой жидкостью (в случае воды это может быть углеводородная жидкость), наличие шероховатости поверхности, переменная геометрия порового канала, по которому происходит движение жидкостей. Это различие в углах смачивания приводит к возникновению гистерезиса кривой капиллярного давления, которая в свою очередь тесно связана с видом фазовых проницаемостей.

Вторая точка зрения базируется на изменении структуры насыщенности из-за необратимого защемления части газа.

Физической причиной защемления газа (как и остаточной нефтенасыщенности при заводнении) является действие капиллярных сил.

Возникновение защемленного газа при водогазовом воздействии на нефтенасыщенный коллектор происходит по следующему механизму.

При первом цикле газ замещает нефть из самых крупных пор, при этом самые мелкие поры будут заполнены водой. При втором цикле нефть будет вытесняться газом в порах меньшего размера. По мере роста газонасыщенности и соответствующего уменьшения нефтенасыщенности изменяется структура самой насыщенности порового пространства, появляются новые связанные каналы (линии тока), по которым происходит движение газа, и уменьшается количество каналов для фильтрации нефти. Такое внутривязанное перераспределение фаз вызывает изменение действия капиллярных сил, что в итоге и приводит к гистерезису фазовых проницаемостей.

### **Выводы:**

1. При реализации технологии водогазового воздействия с чередующейся закачкой оторочек воды и газа в пласте происходит попеременное вытеснение воды газом и газа водой. Для такого процесса гистерезис кривых капиллярного давления ( $a$ , следовательно, и гистерезис фазовых проницаемостей) является существенным фактором, который необходимо учитывать при постановке задачи и проведении экспериментальных исследований фазовых проницаемостей.

2. При проведении компьютерного моделирования процесса ВГВ необходимо для каждого цикла закачки (особенно для первого и второго) использовать кривые ОФП, соответствующие данному циклу.

3. Основной причиной увеличения коэффициента нефтеотдачи при водогазовом воздействии является действие капиллярных сил, обеспечивающее замещение нефти газом на микроуровне. При этом газ удерживается в пористой среде необратимо (защемленный газ), а величина остаточной газонасыщенности определяет эффективность водогазового воздействия.

4. При реализации водогазового воздействия с чередующейся закачкой воды и газа наибольшее увеличение коэффициента вытеснения наблюдается в образцах с меньшей проницаемостью.

**ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ СИСТЕМ  
ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИИ  
(PARAMETRIC IDENTIFICATION OF GAS SUPPLY SYSTEMS OF  
ARBITRARY CONFIGURATION)**

Косова К.О.

(научный руководитель - профессор Сухарев М.Г.)  
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

*Введение.* Решение задач развития и управления системами газоснабжения опирается на применение ряда программно-вычислительных комплексов, эффективность применения которых зависит от адекватности используемых математических моделей. Адаптация моделей к фактическому состоянию системы происходит путем задания эмпирических параметров: коэффициентов эффективности линейных участков, коэффициентов технического состояния силового оборудования и т.д. Процедура оценивания этих параметров называется идентификацией.

Задачи идентификации сводятся к статистическому оцениванию неизвестных коэффициентов по сериям замеров параметров газового потока: давления, расхода и температуры. Для решения задач идентификации используются различные математические модели [1,2]. Однако из-за разнообразия постановок трудно указать наиболее подходящий метод для решения задачи в конкретной ситуации. Поэтому проблему разработки алгоритмического и программного аппарата для решения задач идентификации нельзя считать решенной.

Настоящая работа является продолжением работ [3,4] и обобщением используемых подходов на идентификацию систем газоснабжения произвольной конфигурации.

*Постановка задачи.* Рассмотрим произвольную систему газоснабжения, функционирующую в стационарном изотермическом режиме. Модели стационарного течения газа применяется для большинства технологических расчетов реальных газопроводных систем. Предположение об изотермическом течении можно считать оправданным, например, при рассмотрении газотранспортных систем без компрессорных станций, где температура, как правило, меняется незначительно.

Пусть система имеет  $n$  ребер и  $m$  вершин. Будем считать, что отбор газа производится только в вершинах-потребителях, приток – только в источниках. Количество источников в системе обозначим  $m_1$ , количество потребителей –  $m_2$ . Пронумеруем узлы системы так, чтобы первые  $m_1 + m_2$  узлов соответствовали источникам и потребителям. В качестве идентифицируемых параметров рассмотрим коэффициенты эффективности линейных участков  $E_i, i = 1, \dots, n$  [5].

Замеры давления и расхода теоретически могут проводиться во всех узлах системы. Однако из-за трудностей установки расходомеров наличие замеров расхода в промежуточных узлах обычно не производится. Поэтому в качестве измеряемых параметров будем рассматривать давление  $P_{k_i} (i=1,2,\dots,r), 0 \leq r \leq m$  в узлах системы и расход  $q_{u_j} (j=1,2,\dots,s), 0 \leq s \leq m_1 + m_2$  в источниках и у потребителей. Пусть измерения параметров газового потока происходят  $N$  раз в разные моменты времени, тогда  $P_{k_i,t}, q_{u_j,t}, i=1,\dots,r, j=1,2,\dots,s$  – совокупность измеряемых параметров в момент времени  $t$ . Будем считать, что условия идентифицируемости [6] выполнены, т.е. имеющегося набора замеров достаточно для идентификации рассматриваемой системы.

Для описания стационарного изотермического течения используем систему уравнений Кирхгофа [7,8]

$$\begin{cases} \bar{\mathbf{A}}\mathbf{x}_t = \bar{\mathbf{Q}}_t, \\ \bar{\mathbf{A}}^T \bar{\mathbf{P}}_t = \Lambda \mathbf{F}(\mathbf{x}_t), \end{cases} \quad (1)$$

где  $\bar{\mathbf{A}}$  – матрица инцидентности,  $\bar{\mathbf{Q}}_t$  – вектор узловых расходов в момент времени  $t$ ,  $\bar{\mathbf{P}}_t$  – вектор узловых потенциалов в момент времени  $t$  (состоит из элементов  $P_{i,t}^2, i=1,2,\dots,m$ ),  $\mathbf{x}_t$  – вектор расходов на ветвях в момент времени  $t$ , значок  $^T$  употреблен для операции транспонирования,  $\Lambda$  – диагональная матрица с элементами  $1/E_i^2$ . В случае квадратичного закона  $\mathbf{F}(\mathbf{x}_t) = \mathbf{K}\mathbf{X}_t\mathbf{x}_t$  [5,7], где  $\mathbf{X}_t$  – диагональная матрица с элементами  $|x_{i,t}|$ ,  $\mathbf{K}$  – диагональная матрица с элементами  $\lambda_i k_i L_i$ ,  $L_i$  – длина,  $k_i$  – коэффициент, значение которого может изменяться от серии к серии только из-за изменения температуры [7] и, незначительно, от среднего давления,  $\lambda_i$  – коэффициент гидравлического сопротивления (КГС).

Обозначим значения замеров в момент времени  $t$   $P_{k_i,t}^*, q_{u_j,t}^*, i=1,\dots,r, j=1,2,\dots,s$ , ошибки замеров  $\delta P_{k_i,t}, \delta q_{u_j,t}, i=1,\dots,r, j=1,2,\dots,s$ . В рамках теории ошибок ошибки замеров принимаются нормально распределенными с.в. с нулевыми математическими ожиданиями и постоянными дисперсиями  $\mathbf{M}\delta q_1 = 0, \mathbf{M}\delta P_j = 0; \mathbf{D}\delta q_1 = \sigma_q^2, \mathbf{D}\delta P_j = \sigma_P^2$ , тогда  $\mathbf{M}q_{u_j,t}^* \equiv q_{u_j,t}, \mathbf{D}q_{u_j,t}^* = \sigma_q^2, \mathbf{M}P_{k_i,t}^* \equiv P_{k_i,t}, \mathbf{D}P_{k_i,t}^* = \sigma_P^2$ . Здесь  $\mathbf{M}$  – символ математического ожидания, а  $\mathbf{D}$  – символ дисперсии.

Наиболее обоснованным методом получения статистических оценок является принцип максимального правдоподобия. Если  $\tilde{\mathbf{C}}_t = \mathbf{R}_t^{-1}$ , где  $\mathbf{R}_t$  – ковариационная матрица замеров в момент времени  $t$ , то функцию правдоподобия для  $N$  измерений параметров газового потока можно

представить в виде  $Lik \sim |\mathbf{R}|^{-\frac{1}{2}} \exp\left\{-\frac{1}{2} \mathbf{Y}^T \tilde{\mathbf{C}} \mathbf{Y}\right\}$ , где  $|\mathbf{R}|$  — определитель матрицы  $\mathbf{R}$ ,  $\mathbf{R} = \prod_{t=1}^N \mathbf{R}_t$ ,  $\mathbf{Y}^T \tilde{\mathbf{C}} \mathbf{Y} = \sum_{t=1}^N \mathbf{Y}_t^T \tilde{\mathbf{C}}_t \mathbf{Y}_t$ , а вектор-строка  $\mathbf{Y}_t^T = \left\| q_{u_1,t}^* - q_{u_1,t} \quad \dots \quad q_{u_s,t}^* - q_{u_s,t} \quad P_{k_1,t}^* - P_{k_1,t} \quad \dots \quad P_{k_r,t}^* - P_{k_r,t} \right\|$ .

Максимуму функции правдоподобия отвечает минимум  $\mathbf{Y}^T \tilde{\mathbf{C}} \mathbf{Y}$ . Получаем оптимизационную задачу

$$\mathbf{Y}^T \tilde{\mathbf{C}} \mathbf{Y} \rightarrow \min_{\mathbf{R}, \Lambda, \bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t, \mathbf{x}_t} \quad (2)$$

при выполнении условий (1).

Рассмотрим часто встречающийся случай, когда замеры параметров газового потока проводятся только в источниках и у потребителей. В этом случае замеры всех измеряемых величин практически независимы, поэтому матрица ковариаций является диагональной, на диагонали стоят дисперсии замеров. Тогда задача идентификации сводится к поиску минимума функции

$$\Phi(\sigma_p, \sigma_q, \Lambda, \bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t, \mathbf{x}_t) = \sum_{t=1}^N \left[ \sum_{j=1}^s \frac{(q_{u_j,t}^* - q_{u_j,t})^2}{\sigma_q^2} + \sum_{i=1}^r \frac{(P_{k_i,t}^* - P_{k_i,t})^2}{\sigma_p^2} \right].$$

*Алгоритм решения.* Обобщим алгоритм, приведенный в работах [3,4], на решение задач идентификации газопроводных систем произвольной конфигурации.

Будем считать, что матрица ковариаций известна. Дисперсии ошибок  $\sigma_p^2$  и  $\sigma_q^2$  могут быть определены по классу точности или расширенной неопределенности – паспортной характеристике приборов [9].

Сначала изложим основные этапы алгоритма, затем уточним опущенные детали.

*Шаг 0 – начало процедуры.* Положим  $k=0$ . Зададим начальные приближения для  $\Lambda, \bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t, \mathbf{x}_t$ , обозначим их  $\Lambda^{(0)}, \bar{\mathbf{Q}}_t^{(0)}, \bar{\mathbf{P}}_t^{(0)}, \mathbf{x}_t^{(0)}$ . Перейдем к шагу 1.

*Шаг 1– итерация.* Положим  $k=k+1$ ,  $\Lambda = \Lambda^{(k-1)}$ , тогда решение задачи (2) равносильно решению  $N$  задач (для каждого  $t$ ) условной оптимизации

$$\mathbf{Y}_t^T \tilde{\mathbf{C}}_t \mathbf{Y}_t \rightarrow \min_{\bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t, \mathbf{x}_t} \quad (3)$$

при выполнении ограничений (1). Для решения полученных оптимизационных задач полагаем  $\mathbf{x}_t^{(k)} = \mathbf{x}_t^{(k-1)} + \Delta \mathbf{x}_t$ ,  $\bar{\mathbf{Q}}_t^{(k)} = \bar{\mathbf{Q}}_t^{(k-1)} + \Delta \bar{\mathbf{Q}}_t$ ,  $\bar{\mathbf{P}}_t^{(k)} = \bar{\mathbf{P}}_t^{(k-1)} + \Delta \bar{\mathbf{P}}_t$  и линеаризуем ограничения (1) относительно  $\Delta \mathbf{x}_t, \Delta \bar{\mathbf{Q}}_t, \Delta \bar{\mathbf{P}}_t$

$$\begin{cases} \bar{\mathbf{A}}\mathbf{x}_t^{(k-1)} + \bar{\mathbf{A}}\Delta\mathbf{x}_t = \bar{\mathbf{Q}}_t^{(k-1)} + \Delta\bar{\mathbf{Q}}_t, \\ \bar{\mathbf{A}}^T \bar{\mathbf{P}}_t^{(k-1)} + \bar{\mathbf{A}}^T \Delta\bar{\mathbf{P}}_t = \Lambda\mathbf{F}(\mathbf{x}_t) + \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t)\Delta\mathbf{x}_t. \end{cases} \quad (4)$$

Для однозначного решения системы (1), достаточно задать  $m_1 + m_2$  граничных условий (ГУ) ( $m_1 + m_2$  независимых величин из совокупности  $Q_{j,t}, P_{j,t}, j=1,2,\dots,m_1 + m_2$ ). Поэтому из системы (4) можно выделить  $m_1 + m_2$  независимых переменных и выразить через них оставшиеся. Подставляя полученные выражения в (3), получим задачу безусловной минимизации, для решения которой будем использовать метод Ньютона. Найдем  $\mathbf{x}_t^{(k)} = \mathbf{x}_t^{(k-1)} + \Delta\mathbf{x}_t, \bar{\mathbf{Q}}_t^{(k)} = \bar{\mathbf{Q}}_t^{(k-1)} + \Delta\bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t^{(k)} = \bar{\mathbf{P}}_t^{(k-1)} + \Delta\bar{\mathbf{P}}_t$ . Перейдем к шагу 2.

*Шаг 2 – итерация.* Из системы (1) выразим часть неизвестных из совокупности  $\mathbf{x}_t, \bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t$  через остальные переменные, подставим полученные выражения в (2). Для переменных  $\mathbf{x}_t, \bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t$  – аргументов полученной целевой функции, положим  $\mathbf{x}_t = \mathbf{x}_t^{(k)}, \bar{\mathbf{Q}}_t = \bar{\mathbf{Q}}_t^{(k)}, \bar{\mathbf{P}}_t = \bar{\mathbf{P}}_t^{(k)}$ . Получим задачу безусловной минимизации по  $\Lambda$ . Определив значение  $\Lambda^{(k)}$ , перейдем к шагу 3.

*Шаг 3 – проверка на окончание.* Проверим условие остановки: 
$$\nu = \max \left( \frac{\|\Lambda^{(k)} - \Lambda^{(k-1)}\|}{\|\Lambda^{(k-1)}\|}, \frac{\|\bar{\mathbf{y}}_t^{(k)} - \bar{\mathbf{y}}_t^{(k-1)}\|}{\|\bar{\mathbf{y}}_t^{(k-1)}\|}, \frac{\|\mathbf{x}_t^{(k)} - \mathbf{x}_t^{(k-1)}\|}{\|\mathbf{x}_t^{(k-1)}\|} \right) < \varepsilon.$$
 Если условие выполнено, останов. Иначе перейдем к шагу 1.

Приведем некоторые комментарии к алгоритму. Поиск решения представляет собой итерационную процедуру. В итерационном цикле сначала (шаг 1) определяются значения режимных параметров, а затем (шаг 2) – уточняются эмпирические коэффициенты.

При подготовке расчета (шаг 0) требуется задать начальные приближения  $\Lambda^{(0)}, \bar{\mathbf{Q}}_t^{(0)}, \bar{\mathbf{P}}_t^{(0)}, \mathbf{x}_t^{(0)}$ . Элементы матрицы  $\Lambda^{(0)}$  могут быть заданы равными нормативным значениям. Для поиска  $\bar{\mathbf{Q}}_t^{(0)}, \bar{\mathbf{P}}_t^{(0)}, \mathbf{x}_t^{(0)}$  из совокупности замеров, заданных в источниках и у потребителей, выберем  $m_1 + m_2$  независимых величин и зададим их в качестве ГУ при проведении гидравлического расчета. Полученное решение может быть использовано в качестве начального приближения. Однако при задании ГУ следует учитывать чувствительность решения системы (1) к ГУ. Если алгоритм применяется при решении задач оперативного управления, в качестве начальных приближений  $\Lambda^{(0)}, \bar{\mathbf{Q}}_t^{(0)}, \bar{\mathbf{P}}_t^{(0)}, \mathbf{x}_t^{(0)}$  могут быть использованы результаты предыдущей идентификации.

На *шаге 1* алгоритма требуется выделить из системы (4)  $m_1 + m_2$  независимых переменных из совокупности  $\Delta Q_{j,t}, \Delta P_{j,t}, j=1,2,\dots,m_1 + m_2$  и

выразить через них оставшиеся. Для решения поставленной задачи могут быть применены различные подходы. Например, можно использовать идею контурных расходов (МКР) [7,8] или метода глобального градиента (МГГ) [10,11]. В последнем случае матрицы и векторы в системе (1) нужно

записать в блочном виде  $\bar{\mathbf{A}} = \begin{pmatrix} \mathbf{A}_1 \\ \mathbf{A}_2 \end{pmatrix}, \bar{\mathbf{P}} = \begin{pmatrix} \mathbf{P}_1 \\ \mathbf{P}_2 \end{pmatrix}, \bar{\mathbf{Q}} = \begin{pmatrix} \mathbf{Q}_1 \\ \mathbf{Q}_2 \end{pmatrix}$ . Здесь строки

матрицы  $\mathbf{A}_1$  и компоненты векторов  $\mathbf{P}_1$  и  $\mathbf{Q}_1$  отвечают узлам (источникам и потребителям), в которых в качестве независимых переменных заданы давления. Обозначим количество таких узлов  $l$ . Тогда матрица  $\mathbf{A}_2$  и векторы  $\mathbf{P}_2$  и  $\mathbf{Q}_2$  соответствуют оставшимся  $m-l$  узлам системы. При этом первые  $m_1 + m_2 - l$  строк матрицы  $\mathbf{A}_2$  и компонентов векторов  $\mathbf{P}_2$  и  $\mathbf{Q}_2$  соответствуют источникам и потребителям, у которых в качестве независимых переменных заданы расходы, остальные – промежуточным узлам. Тогда система (4) примет вид

$$\begin{cases} \mathbf{A}_2 \mathbf{x}_t^{(k-1)} + \mathbf{A}_2 \Delta \mathbf{x}_t = \mathbf{Q}_{2,t} + \Delta \mathbf{Q}_{2,t}, \\ \mathbf{A}_1^T \mathbf{P}_{1,t}^{(k-1)} + \mathbf{A}_1^T \Delta \mathbf{P}_{1,t} + \mathbf{A}_2^T \mathbf{P}_{2,t}^{(k-1)} + \mathbf{A}_2^T \Delta \mathbf{P}_{2,t} = \Lambda \mathbf{F}(\mathbf{x}_t) + \Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t) \Delta \mathbf{x}_t. \end{cases} \quad (5)$$

Выразим из второго уравнения (5)  $\Delta \mathbf{x}_t$  и подставим его в первое уравнение системы, тогда  $\Delta \mathbf{P}_{2,t} = \mathbf{B}_0 + \mathbf{B}_1 \Delta \mathbf{P}_{1,t} + \mathbf{B}_2 \Delta \mathbf{Q}_{2,t}$ , где

$$\mathbf{B}_0 = (\mathbf{A}_2 (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} \mathbf{A}_2^T)^{-1} [\mathbf{Q}_{2,t} - \mathbf{A}_2 \mathbf{x}_t^{(k-1)} - \mathbf{A}_2 (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} (\mathbf{A}_1^T \mathbf{P}_{1,t}^{(k-1)} - \Lambda \mathbf{F}(\mathbf{x}_t))],$$

$$\mathbf{B}_1 = -(\mathbf{A}_2 (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} \mathbf{A}_2^T)^{-1} [\mathbf{A}_2 (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} \mathbf{A}_1^T], \mathbf{B}_2 = (\mathbf{A}_2 (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} \mathbf{A}_2^T)^{-1}.$$

Подставляя выражение для  $\Delta \mathbf{P}_{2,t}$  во второе уравнение (5), получим  $\Delta \mathbf{x}_t = \mathbf{C}_0 + \mathbf{C}_1 \Delta \mathbf{P}_{1,t} + \mathbf{C}_2 \Delta \mathbf{Q}_{2,t}$ , где  $\mathbf{C}_0 = (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} (\mathbf{A}_1^T \mathbf{P}_{1,t}^{(k-1)} - \Lambda \mathbf{F}(\mathbf{x}_t) + \mathbf{A}_2^T \mathbf{B}_0)$ ,  $\mathbf{C}_1 = (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} (\mathbf{A}_1^T + \mathbf{A}_2^T \mathbf{B}_1)$ ,  $\mathbf{C}_2 = (\Lambda \mathbf{F}'(\mathbf{x}_t))^{-1} \mathbf{A}_2^T \mathbf{B}_2$ . Чтобы выразить  $\Delta \mathbf{Q}_{1,t}$  через  $\Delta \mathbf{P}_{1,t}$ , воспользуемся равенством  $\mathbf{A}_1 \mathbf{x}_t^{(k-1)} + \mathbf{A}_1 \Delta \mathbf{x}_t = \mathbf{Q}_{1,t} + \Delta \mathbf{Q}_{1,t}$ . Тогда  $\Delta \mathbf{Q}_{1,t} = \mathbf{H}_0 + \mathbf{H}_1 \Delta \mathbf{P}_{1,t} + \mathbf{H}_2 \Delta \mathbf{Q}_{2,t}$ , где  $\mathbf{H}_0 = \mathbf{A}_1 \mathbf{x}_t^{(k-1)} - \mathbf{Q}_{1,t} + \mathbf{A}_1 \mathbf{C}_0$ ,  $\mathbf{H}_1 = \mathbf{A}_1 \mathbf{C}_1$ ,  $\mathbf{H}_2 = \mathbf{A}_1 \mathbf{C}_2$ .

Подставляя найденные выражения в (3), получим квадратичную функцию, для которой матрица Гессе и значение градиента могут быть вычислены аналитически.

В случае, когда элементы матрицы  $\mathbf{K}$  зависят от давления и расхода (например, КГС зависит от расхода), на каждой итерации после уточнения значений  $\mathbf{x}_t, \bar{\mathbf{Q}}_t, \bar{\mathbf{P}}_t$  следует пересчитывать матрицу  $\mathbf{K}$ .

На шаге 2 требуется получить задачу безусловной минимизации по  $\Lambda$ . В случае тупиковой системы выберем  $m_1 + m_2$  независимых величин из совокупности  $Q_{j,t}, P_{j,t}, j = 1, 2, \dots, m_1 + m_2$ , выразим через них оставшиеся неизвестные и подставим полученные выражения в (2). Например, в качестве независимых переменных рассмотрим значения расхода

$Q_{j,t}, j = 1, 2, \dots, m_1 + m_2 - 1$  и значение давления  $P_{m_1+m_2,t}$ . Выразим из первого уравнения (1)  $x_t$  и подставим его во второе уравнение системы, найдем выражения для  $P_{j,t}, j = 1, 2, \dots, m_1 + m_2 - 1$ . Подставляя найденные выражения в (2), получим задачу безусловной минимизации по  $\Lambda$ .

В общем случае (если система закольцованная) для решения задачи (2) также могут быть использованы методы безусловной оптимизации (Хука-Дживса [12], золотого сечения и т.д.). Однако в этом случае для нахождения одного значения целевой функции необходимо решать  $N$  задач потокораспределения (для каждого  $t$ ). Таким образом, трудоемкость задачи сильно увеличивается.

Другой подход к решению поставленной задачи состоит в линеаризации системы (1) в окрестности точки  $(\Lambda^{(k-1)}, \bar{Q}_t^{(k)}, \bar{P}_t^{(k)}, x_t^{(k)})$ . В этом случае метод носит название групповой релаксации с «зейделизацией» [2]. Для формирования задачи безусловной оптимизации по  $\Delta\Lambda$  могут быть использованы идеи МКР или МГГ.

На шаге 3 в качестве нормы целесообразно использовать  $l$ -норму. Приведенный алгоритм может быть помещен во внешний цикл, в котором после получения оценок параметров газового потока уточняется ковариационная матрица замеров.[13] В этом случае в качестве начальных приближений  $\Lambda^{(0)}, \bar{Q}_t^{(0)}, \bar{P}_t^{(0)}, x_t^{(0)}$  могут использоваться оценки, найденные на предыдущей итерации внешнего цикла.

*Пример расчета.* Рассмотрим систему газоснабжения, имеющую два источника и два потребителя. На рис. 1 показана структура системы и приведены исходные данные по линейным участкам: длины участков  $L_j$ , км, внутренние диаметры  $D_j$ , мм. Система функционирует в стационарном изотермическом режиме, параметры которого приведены в таблице 1.

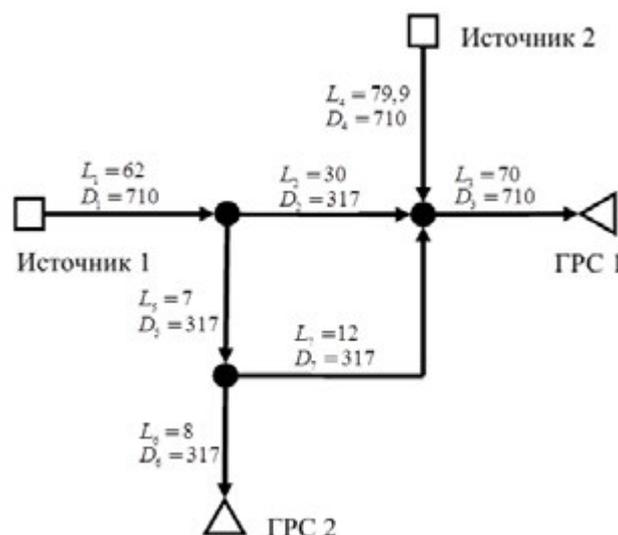


Рисунок 7 – Структура и характеристики линейных участков системы

Таблица 3 – Параметры режима

| Узел       | Давление, МПа | Расход, млн.м <sup>3</sup> /сутки |
|------------|---------------|-----------------------------------|
| Источник 1 | 5,2           | 6,09                              |
| Источник 2 | 5,01          | 10,91                             |
| ГРС 1      | 4,079         | 15                                |
| ГРС 2      | 4,33          | 2                                 |

При расчете использовались нормативные формулы для стационарного изотермического течения в магистральном газопроводе [5] с горизонтальной трассой, поэтому в системе (1)  $k_j = c\Delta_j z_j T_j D_j^{-5}$ ,  $j = 1, \dots, 7$ , где,  $c = 9,072 \cdot 10^{-5}$ ,  $\Delta_j$  – относительная плотность газа по воздуху,  $z_j$  – средний коэффициент сжимаемости,  $T_j$  – средняя температура грунта, К,  $D_j$  – внутренний диаметр газопровода, м. КГС определялся по формуле  $\lambda_j = 0,067(2K_j / D_j)^{0,2}$ , где  $K_j$  – эквивалентная шероховатость. На всех линейных участках  $\Delta_j, z_j, T_j, E_j, K_j$  задавались равными и принимали значения 0,6; 0,9; 283 К, 0,95 и 0,0115 соответственно.

Замеры газового потока производились только в источниках и у потребителей (ГРС). При этом давление замерялось во всех четырех узлах, расход только на ГРС. Замеры считались нормально распределенными с.в. с математическими ожиданиями равными значениям, указанным в таблице 1. Реализации ошибок определялись методами статистического моделирования. Значения среднеквадратических отклонений для замеров давления были положены равными 0,019, для замеров расхода на ГРС 1 и ГРС 2 – 0,15 и 0,02 соответственно.

Во всех приведенных расчетах использовался метод групповой релаксации с «зейделизацией», начальные приближения  $\bar{Q}_i^{(0)}$ ,  $\bar{P}_i^{(0)}$ ,  $\bar{x}_i^{(0)}$  были получены в результате проведения гидравлического расчета при заданном  $\Lambda^{(0)}$  и некотором ГУ. В качестве критерия выбора ГУ использовалось значение целевой функции. Для формирования задач безусловной оптимизации (шаг 1, шаг 2) применялись идеи МГГ. Везде, где не указано противное,  $N=100$ ,  $\varepsilon=10^{-4}$ , в качестве независимых переменных рассматривались значения давления в источниках и у потребителей,  $E_j, j=1, \dots, 7$  на всех линейных участках полагались равными (т.е. оценивался один параметр  $E$ ),  $E^{(0)}$  полагался равным 0,8.

Вычислительные эксперименты проводились для исследования сходимости алгоритма в зависимости от задания начальных приближений, количества замеров и выбора независимых переменных.

Результаты расчетов показали, что способ задания начальных приближений не влияет на результат работы алгоритма и принимаемое

значение критерия. Однако чем дальше от истинного значения находится начальное приближение, тем больше итераций требуется.

При увеличении количества замеров улучшается точность оценивания. При этом, начиная с  $N=30$ , точность оценивания не меняется.

В таблице 2 приведены результаты расчета в зависимости от выбора независимых переменных на шаге 1 и шаге 2 алгоритма (набор независимых переменных остается постоянным в течение работы всего алгоритма). Результаты расчета подтверждают известный факт: с помощью выбора независимых переменных (в т.ч. на каждой итерации и шаге алгоритма) можно улучшить сходимость алгоритма, при этом решение задачи не изменится. [2,13]

Таблица 2 – Результаты расчета в зависимости от выбора независимых переменных

| Узлы с заданными давлениями (в качестве независимых переменных) | Количество итераций $k$ | Найденная оценка $E^{(k)}$ | Значение критерия $\Phi$ | Время, мс |
|---|-------------------------|----------------------------|--------------------------|-----------|
| источник 1  | 39                      | 0,949298                   | 208,448                  | 2423,14   |
| источник 1, источник 2  | 31                      | 0,949381                   | 208,424                  | 1601,09   |
| источник 1, источник 2, ГРС 1, ГРС2                             | 25                      | 0,949404                   | 208,419                  | 1516,09   |

В таблице 3 приведены результаты идентификации при различных значениях  $N$ , полученные в предположении, что коэффициент эффективности на первом ребре  $E_2$  отличается от  $E_1$  – коэффициента эффективности на остальных ребрах. Полагалось, что  $E_1^{(0)} = E_2^{(0)} = 0,8$ .

Таблица 3 – Результаты расчета для двух оцениваемых параметров

| $N$ | Количество итераций $k$ | Найденные оценки |             | Значение критерия $\Phi$ | Время, мс |
|-----|-------------------------|------------------|-------------|--------------------------|-----------|
|     |                         | $E_1^{(k)}$      | $E_2^{(k)}$ |                          |           |
| 20  | 105                     | 0,940256         | 1,014229    | 39,279                   | 1035,06   |
| 30  | 108                     | 0,945813         | 1,002879    | 55,945                   | 1291,07   |
| 40  | 108                     | 0,946537         | 1,001080    | 75,917                   | 1895,11   |
| 60  | 111                     | 0,946937         | 0,983775    | 103,200                  | 2435,14   |
| 80  | 114                     | 0,949481         | 0,965707    | 148,608                  | 3194,18   |
| 100 | 116                     | 0,949222         | 0,952721    | 208,364                  | 4544,26   |
| 200 | 113                     | 0,948157         | 0,969110    | 419,207                  | 8102,46   |

Модель с искомыми  $E_1$  и  $E_2$  позволяет уменьшить значение целевой функции. Однако это может приводить к неверным оценкам искомых параметров.

На рис. 2 и 3 показаны траектории сходимости алгоритма для  $N=100$  при различных начальных приближениях. Каждая кривая на рис. 2 и 3 соответствует одному запуску алгоритма. Пустые кружки – начальные приближения, закрашенные точки – все последующие итерации. Из рис. 2

видно, что в области минимума ( $E_1 = E_2 = 0,95$ ) функция цели имеет овражистую форму поверхности. Уменьшение критерия сначала происходит за счет изменения значения  $E_1$  (рис. 3), а после достижения «оврага» изменяется значение  $E_2$ . Таким образом, решение задачи идентификации для нескольких оцениваемых параметров зависит от начального приближения. Слишком далекое от истинного значение начального приближения может вызвать расхождение алгоритма. Для нахождения более точных оценок нескольких коэффициентов эффективности необходима дополнительная информация (например, замеры режимных параметров в промежуточных узлах).

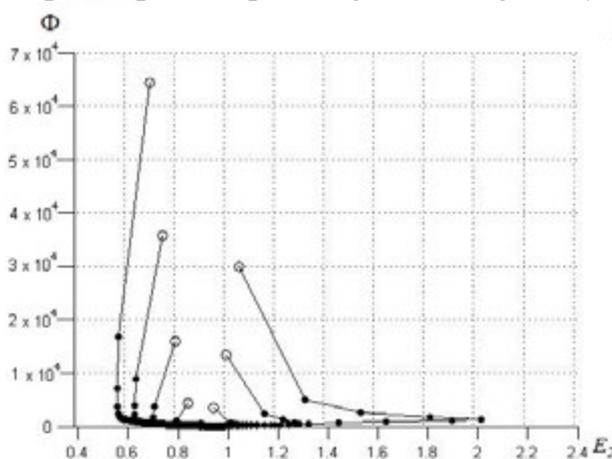


Рисунок 2 – Последовательные приближения в пространстве  $\Phi(E_2)$

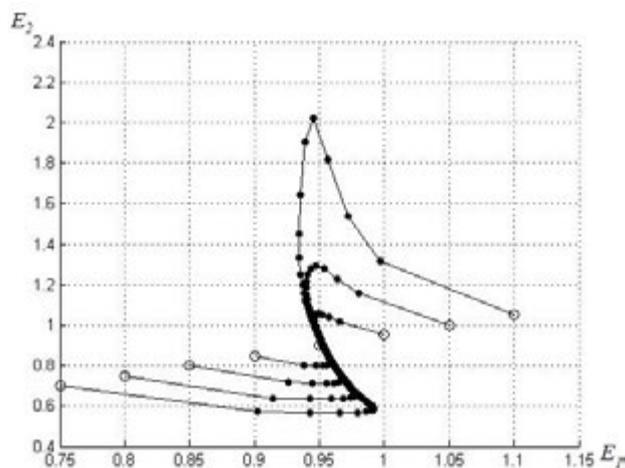


Рисунок 3 – Последовательные приближения в пространстве  $E_2(E_1)$

**Выводы.** В работе рассмотрена задача параметрической идентификации систем газоснабжения, построена и реализована математическая модель решения задачи идентификации систем газоснабжения произвольной конфигурации. Для решения оптимизационной задачи приведен алгоритм, частным случаем которого является метод групповой релаксации с «зейделизацией». Путем проведения численного расчета исследована сходимость алгоритма. Рассмотрена задача идентификации в случае нескольких оцениваемых параметров, показаны сложности решения

поставленной задачи при условии отсутствия замеров в промежуточных узлах. При соответствующих изменениях в число идентифицируемых параметров помимо характеристик трубопроводов могут быть включены показатели состояния силового оборудования.

### Литература

1. Бард Й. Нелинейное оценивание параметров. М.: Статистика, 1979. 349 с.
2. Новицкий Н.Н. Оценивание параметров гидравлических цепей. Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1998. 214 с.
3. Сухарев М.Г., Косова К.О. Идентификация параметров в моделях систем газоснабжения (метод и вычислительный эксперимент) // Труды РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2014. – №3. С. 60-68.
4. Сухарев М.Г., Косова К.О. Метод и компьютерные эксперименты по идентификации систем газоснабжения//Труды XIV Всеросс. научн. семина. «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем». Белокуриха, Алтайский край, 8-13 сентября 2014 г. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – 410 с.
5. СТО Газпром 2 – 3.5 – 051 – 2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.
6. Новицкий Н.Н. Задачи и алгоритмы анализа наблюдаемости и идентифицируемости гидравлических цепей// В кн.: Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. – Иркутск, 1991 – С. 142-150.
7. Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М.: Нефть и газ, 2000. 272 с.
8. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 278 с.
9. ГОСТ Р 54500.3 – 2011. Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения.
10. Todini E., Pilati S. Un metodo del gradiente per la verifica reti idrauliche // Bollettino degli Ingegneri della Toscana. – 1979. №11: pp. 11-14.
11. Корельштейн Л. Б., Пашенкова Е. С. Опыт использования метода глобального градиента при расчете установившегося изотермического течения жидкостей и газов в трубопроводах//В кн.: Трубопроводные системы энергетики. — Новосибирск, Наука, 2008. — С.80–89.
12. А.В. Аттетков, С.В. Галкин, В.С. Зарубин. Методы оптимизации. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. 440 с.
13. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.

**КОЛЕБАНИЯ И СРЫВЫ КРИВЫХ ТЕЧЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ  
ЭМУЛЬСИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ  
(FLUCTUATIONS AND DISRUPTIONS OF FLOW CURVES OF  
WATER-IN-CRUDE OIL EMULSIONS OF HIGH VISCOUS OILS)**

Костерин К. С.

(научный руководитель - д.ф.-м.н., профессор Некучаев В. О.)  
Ухтинский государственный технический университет

Одной из основных задач, стоящих перед нефтяной отраслью, является совершенствование добычи, подготовки и транспортирования тяжелых высоковязких нефтей. Именно тяжелые нефти в обозримом будущем станут заменой традиционным нефтям. Усилия множества ученых и инженеров направлены на повышение эффективности процессов разработки месторождений высоковязких нефтей и их транспорта.

Эта работа посвящена изучению особенностей поведения кривых течения водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей.

Исследовались искусственные эмульсии, приготовленные в лаборатории из обезвоженной нефти скважины 3П и пластовой воды, а также промысловые эмульсии, отобранные со скважины №6207

Методика приготовления эмульсии заключалась в следующем: нефти придавалось вращение при помощи лопастной мешалки, и в стакан подавалась вода небольшими каплями из шприца до водосодержания 30 %. Эмульсия приготавливалась при комнатной температуре.

Для контроля гранулометрического состава эмульсии с помощью оптической цифровой микроскопии получали микрофотографии при двухсоткратном увеличении микроскопа. На рисунке 1 изображена микрофотография полученной водонефтяной эмульсии.

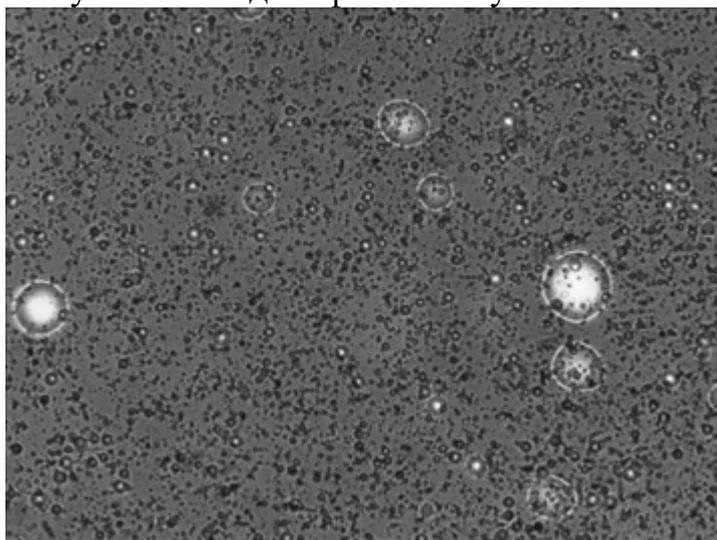


Рисунок 1 – Микрофотография водонефтяной эмульсии водосодержанием 30 % при увеличении микроскопа 200х

Следующим этапом данного исследования было снятие реологической кривой полученной эмульсии. Измерение проводилось на ротационном вискозиметре HAAKE Viscotester VT550 с использованием измерительных систем SV DIN и HV1 DIN при температурах 5, 10, 15, 20 °С.

В качестве примера на рисунке 2 изображены результаты записи реологических кривых и вязкости искусственных водонефтяных эмульсий с разным водосодержанием. При измерении использовался цилиндр SV DIN.

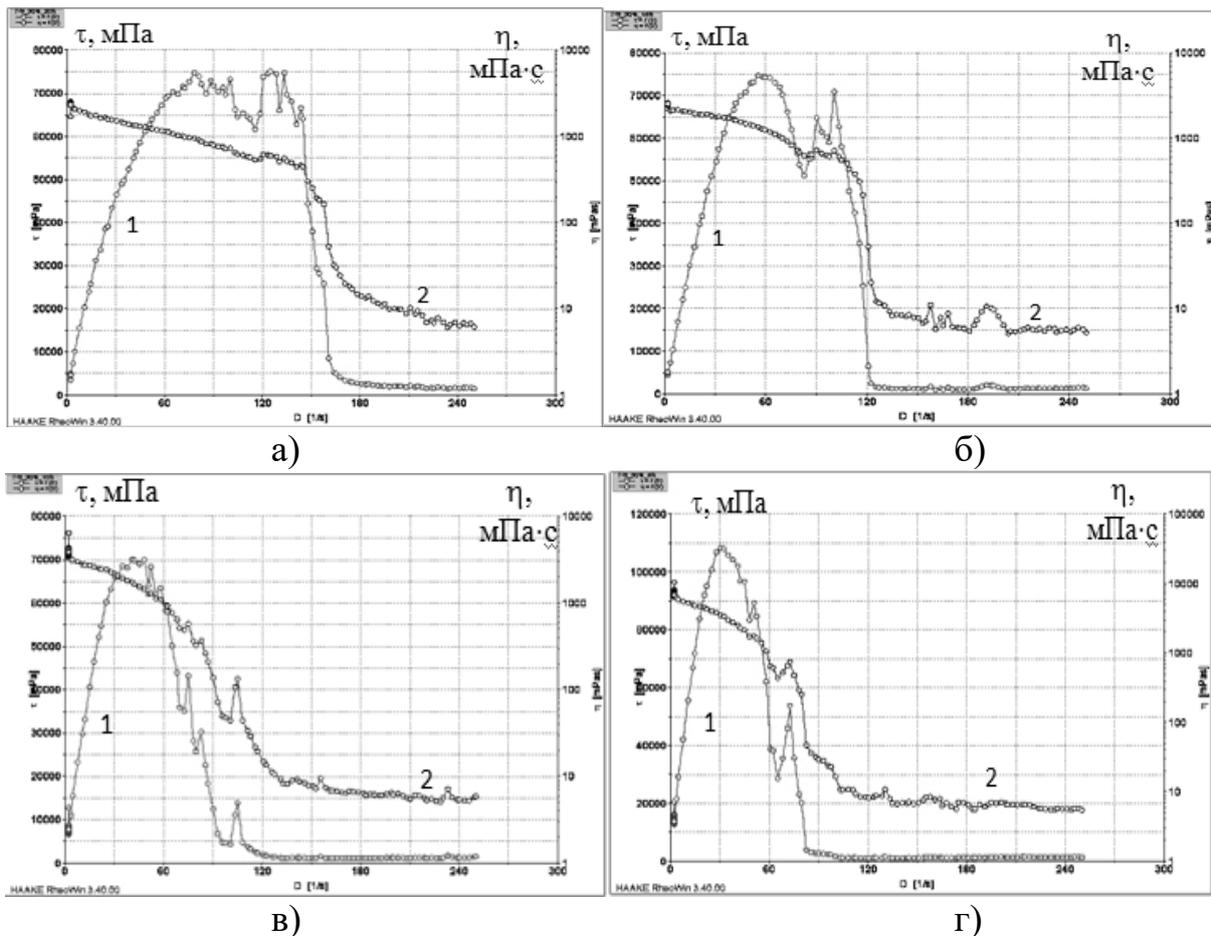


Рисунок 2 - Кривые течения (1) и вязкость (2) искусственно приготовленной водной эмульсией высоковязкой нефти со скважины 3П пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Содержание воды 30 %. Температура: а) 20 °С, б) 15 °С, в) 10 °С, г) 5 °С

При измерении было обнаружено anomальное поведение кривых течения при достижении определенной скорости сдвига, а именно, появление колебаний и резких падений (срывов) напряжения сдвига при достижении определенных значений скоростей сдвига. Причем, чем ниже температура, тем раньше по шкале скоростей сдвига наблюдаются срывы.

Анализируя данный рисунок, можно также отметить, что для температур 20 и 15°C срывы более резкие, чем для 10 и 5°C.

На рисунке 3 показаны аналогичные кривые течения с колебаниями и срывами для обводненной нефти со скважины № 6207 (Усинск, пермокарбоновая залежь). Видно, что чем ниже температура, тем при меньших скоростях сдвига начинаются колебания и срывы. Для обезвоженных высоковязких нефтей колебаний и резких падений напряжения сдвига не наблюдалось вплоть до температуры 0°C и скоростей сдвига 500 с<sup>-1</sup>.

Причины «аномального» поведения кривых течения, получаемых на ротационных вискозиметрах, обсуждались на качественном уровне в книгах по реологии и методам реологических измерений [1-3]. Отмечается, что при увеличении скорости сдвига выше критического значения кривая течения может резко идти вниз и этот участок должен рассматриваться как ошибочный и бесполезный с точки зрения реологии. В этом случае при данной критической скорости сдвига жидкость в измерительном зазоре разделяется на две фазы: тонкий жидкий слой у поверхности ротора и остальную, неподвижную, часть образца. Если на кривой течения наблюдается резкое падение напряжения сдвига, то можно говорить о нарушении однородности образца.

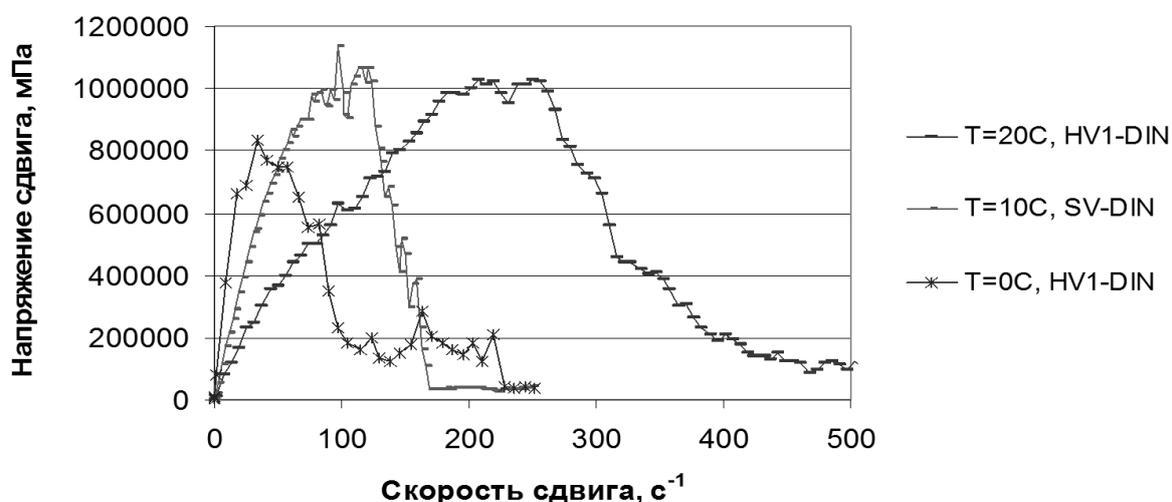


Рисунок 2 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для температур от 20 до 0°C для нефти скв. 6207 (34% воды) (Уса, пермокарбоновая залежь)

В [3] также говорится, что падение крутящего момента при больших скоростях сдвига свидетельствует о возникновении разрыва в образце или его отрыве от твердой вращающейся или стационарной поверхности. Иногда имеет место периодический режим отрыв-течение (или прилипание-скольжение), что выражается в периодических колебаниях крутящего момента.

Эта же точка зрения изложена в книге [2], где отмечается, что наблюдаемые колебания напряжения сдвига после перехода через определенный предел могут быть вызваны, по крайней мере, двумя причинами. Во-первых, особенностями разрушения структуры материала, во-вторых, чередующимися отрывами материала от измерительных поверхностей и его прилипания к ним. Там же говорится, что резкий спад напряжения сдвига после достижения некоторого его значения в условиях задания высокой скорости деформации может быть совершенно не связан с разрушением структуры в упругих жидкостях. Он может быть обусловлен выделением жидкости из зазора между измерительными поверхностями, а также отрывом материала от измерительных поверхностей или разрывом сплошности.

Эксперименты, проведенные и описанные в настоящей работе, свидетельствуют о том, что причина колебаний и срывов заключается не в разрывах сплошности, а в выделении из исследуемой водонефтяной эмульсии с ростом скорости сдвига тонкого слоя воды у поверхности цилиндра вискозиметра.

На рисунке 4 показана кривая течения, полученная на ротационном вискозиметре RN 4-1, для тяжелой нефти Ярегского месторождения. Хорошо видно, что при достижении определенной критической скорости сдвига и, соответственно, напряжения сдвига развиваются хаотические колебания напряжения сдвига.

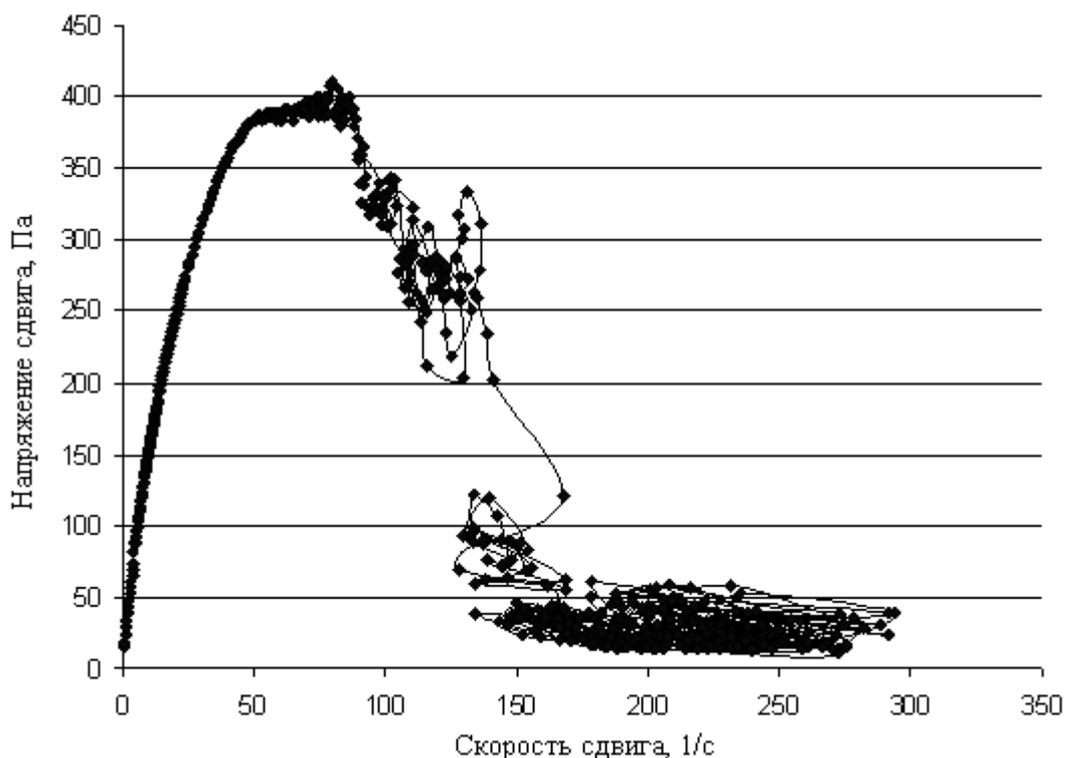


Рисунок 4 - Зависимость напряжения сдвига (Па) от скорости сдвига ( $\text{с}^{-1}$ ) для тяжелой водонефтяной эмульсии. Нефть с нефтешахты Ярегского месторождения обводненностью 38 %, отобранная 09.08.2010 плотность

971,7 кг/м<sup>3</sup>, содержание смол 21,39% масс, асфальтенов 4,05 % масс, парафина 0,51 % масс (кривая течения снята при +20 С)

В [4] приводится теоретическая кривая зависимости безразмерного касательного напряжения от безразмерной скорости сдвига, похожая на экспериментальные кривые, приведенные на рисунках 1-4. Рассмотренная математическая модель движения структурированной жидкости в зазоре между цилиндрами ротационного вискозиметра дает возможность появления как периодических, так и хаотических автоколебаний напряжения сдвига.

При объяснении результатов наших экспериментов, в которых был замечен колебания и резкое падение напряжения сдвига при достаточно больших скоростях сдвига для пластовой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения и Ярегского месторождения, видимо, следует принимать во внимание, что в данном случае, во-первых, мы имеем дело с водонефтяными эмульсиями (объемное содержание воды не менее 30%, а, во-вторых, сами нефти являются представителями тяжелых нефтей с повышенным содержанием смол и асфальтенов. Для парафинистых нефтей такое поведение кривых течения не характерно (при аналогичных температурах).

### Литература

1. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии [Текст] / Г. Шрамм; пер. с англ. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.
2. Белкин, И.М. Ротационные приборы. Измерение вязкости и физико-механических характеристик материалов [Текст] / И.М. Белкин, Г.В. Виноградов, А.И. Леонов. - М.: Машиностроение, 1987. - 272 с.
3. Малкин А.Я., Исаев А.И. Реология: концепции, методы, приложения/ пер. с англ. СПб,: Профессия, 2007 – 560 с.
4. Мирзаджанзаде, А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи [Текст] / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа : Гилем, 1999, - 464 с.

## **ФИЛОСОФИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ДИЗАЙНА (PHILOSOPHY OF SUSTAINABLE DESIGN)**

Кузьменко Ю.В.

(научный руководитель доцент Катюхина Т.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

С каждым днем мир становится все более автоматизированным, и человечество задумывается о том, с какой скоростью мы отдаляемся от природы, теряя связь с ней. Но прежде чем проанализировать, какие шаги уже сделаны в сторону сближения с природой, а какие еще только предстоит совершить, необходимо понять, что подразумевается под термином экологический дизайн, какой философский и исторический подтекст имеет это понятие, проследить истоки возникновения данного направления. В то же самое время экологические проблемы в долгосрочной перспективе (такие как изменение климата) в России незаслуженно отодвинуты на задний план и необходимо, как привлечь внимание общественности, так и заручаться поддержкой государства в этих вопросах.

В конце XIX века произошла научно-техническая революция, последствиями которой стали увеличение социального неравенства, усиление давления на природную среду, увеличение разрушительности войн, рост безработицы, снижение социального здоровья. Именно это протяженное во времени событие впервые заставило задуматься о негативном изменении окружающего мира человеком. Точкой отсчета процесса осмысления влияния человека на природу можно считать начало XX века, когда В.И. Вернадский впервые сформулировал утверждение о том, что человек превращается в основную геологопреобразующую силу планеты и, чтобы обеспечить свою будущность, ему предстоит взять на себя ответственность за дальнейшее развитие биосферы и общества. Примерно в то же время Ле Руа ввел термин ноосфера - новое состояние биосферы, которое определяется деятельностью разума человека. В XX веке дисциплина набирала обороты и охватывала новые научные сообщества. Так, важными вехами в истории экологического дизайна можно считать создание Организации Римский клуб, которая внесла значительный вклад в изучение перспектив развития биосферы и пропаганду идеи гармонизации отношений человека и природы (6-7 апреля 1968 года), и введение концепции устойчивого развития (в т.ч. качественное развитие экономики против количественного) в 1987г.

Экологический дизайн – вид проектной деятельности, существующий как осознанная или интуитивная реакция на природные изменения, проявленная в предметном и пространственном творчестве. Целью экологического дизайна является стабилизация отношений человека и окружающей среды. Объектом приложения методов

экологического дизайна может быть как природа, опосредованно влияющая на человека, так и сам человек, его социальные, культурные и психологические потребности в их связи с экологической проблематикой. Экология пространства напрямую связана с экологией человека, так как влияет на качество жизненной среды, состояние здоровья, развитие способностей, психофизический комфорт и пр. Рассматривая экологический дизайн в проекции философского учения, можно провести параллель с Даосизмом, китайским традиционным учением. В центре доктрины — учение о великом Дао, всеобщем Законе и Абсолюте. Следовать принципам Дао - значит стремиться к простоте, уверенности и дисциплинированности. Значит, следовать течению жизни, а не бороться с ним. Каждый человек, чтобы стать счастливым, должен встать на этот путь, попытаться познать Дао и слиться с ним. Согласно учению даосизма, человек-микрокосм, он вечен так же, как и универсум-макрокосм. Физическая смерть означает только то, что дух отделяется от человека и растворяется в макрокосме. Задача человека в своей жизни добиться, чтобы произошло слияние его души с мировым порядком Дао. Каким же образом можно достичь такого слияния? Ответ на этот вопрос содержится в учении Дао.

Как и Даосское учение все философские течения, как правило, закладывают в свою основу ряд базовых принципов, касающихся определенной сферы знания. Иногда эти правила записаны отдельным текстом, как, например, упанишады. В других случаях они остаются постоянно меняющимися и устно передающимися из поколения в поколение поверьями. Иногда, если высшее существо учения божественного происхождения, они формируют основу религии. Также философия может формировать основу для великих политических и экономических изменений. Такие работы как «Богатство народов» Адама Смита и «Капитал» Карла Маркса изменили ход истории силой заложенных в них идей.

В определенном отношении экологическое движение, частью которого является экологический дизайн, имеет общее с каждой из вышеперечисленных философских концепций. Хотя оно не может и не должно расцениваться как религия, оно, тем не менее, диктует моральный кодекс ответственности, который провоцирует изменения в поведении. Многие полагают, что экологическая направленность философии настолько сильна, что она вскоре изменит все аспекты нашей жизни.

В основе экологического движения лежат два фундаментальных утверждения:

1. Наш образ жизни, технологии и постоянно возрастающая популяция оказывают негативный эффект на окружающую среду, ставят на карту жизнеспособность планеты во имя того, чтобы обеспечить наше дальнейшее существование на планете.

2. Человечество несет ответственность за те, в основном технологические, преобразования окружающей среды, которые помогают ему выжить.

Те, кто первыми поняли и приняли эти два базовых утверждения, и стали основоположниками экологического дизайна как компонента экологической философии.

В семидесятых годах проектировщики, выступающие за экологический дизайн, начали понимать, что эти основополагающие принципы должны применяться в дизайне зданий и устройстве населенных пунктов, и, работая над проектами, начали определять свод принципов, который способствует развитию экологического дизайна. В отличие от многих философских учений законы экологического дизайна не изобретены, а открыты людьми, так как по большей части все они уже существовали в природе.

Важно отметить, что философия экологического дизайна, если сравнивать с другими философскими течениями, не имеет одного основоположника, и продолжает развиваться и в настоящее время. Это работа сотен людей, часто вступающих в борьбу со сложившимся течением жизни и современным взглядом на мир. Сейчас человечество находится на пути к высокоэкологичному будущему, но, хотя многие из нас и хотели бы измениться сами и изменить все вокруг прямо сейчас, это невозможно сделать в один миг из-за ряда очень важных экономических, политических, религиозных и технологических барьеров. Экологический дизайн предполагает, что в настоящее время нам необходимы такие пространства для жизни и работы, которые являлись бы воплощением самой идеи экологически чистой среды. В качестве одного из подходов используется отвержение настоящего положения вещей и активный поиск возможностей разрушить как реально существующие, так и надуманные преграды для процветания экологического дизайна. Дизайнеры и проектировщики надеются, что процесс изменения сознания общества не затянется на долгое время, так как известно, что природа не бесконечна и не сможет постоянно справляться с результатами нашего жестокого обращения с ней.

На сегодняшний день сформированы пять основных принципов экологического дизайна. Словосочетание «уважительное отношение» используется в каждом из принципов для того, чтобы подчеркнуть ответственность и почтение к сформулированным принципам.

Пять принципов экологического дизайна:

1. уважительное отношение к мудрости природных систем (принцип мимикрии);
2. уважительное отношение к людям (принцип жизнеспособности человека);

3. уважительное отношение к нашей планете как к месту, где мы живем (принцип экосистемы);

4. уважительное отношение к жизненному циклу (принцип 7 поколений);

5. уважительное отношение к энергии и природным ресурсам (принцип сохранения);

С принципом мимикрии хорошо коррелируется и объясняет его сравнительно молодая наука бионика. Бионика (от др.-греч. βίον — живущее) — прикладная наука о применении в технических устройствах и системах принципов организации, свойств, функций и структур живой природы. Бионика рассматривает биологию и технику совсем с новой стороны, объясняя, какие общие черты и какие различия существуют в природе и в технике. Одним из удачных примеров бионики является широко распространенная «липучка», прототипом которой стали плоды растения репейник, цеплявшиеся за шерсть собаки швейцарского инженера Жоржа де Местраля.

Наблюдения за парящими птицами привели к мысли о создании летательного аппарата с неподвижным крылом типа «воздушного змея». В результате появились проекты аппаратов, в которых, наряду с машущим крылом, должна была применяться неподвижная горизонтальная поверхность. Попытки создания орнитоптеров сопровождалась тщательным изучением механизма полета птиц, которые и натолкнули на плодотворную идею решения этой задачи – полета аппарата на основе подражания планирующему полету птиц, т. е. на идею планера и самолета.

Группа, в состав которой вошли архитекторы, инженеры, дизайнеры, биологи и психологи, разработала проект "Вертикальный бионический город-башня". Через 15 лет в Шанхае должен появиться город-башня (по прогнозам ученых, через 20 лет численность Шанхая может достигнуть 30 млн. человек). Город-башня рассчитан на 100 тысяч человек, в основу проекта положен "принцип конструкции дерева".

Инновации в медицине приходят к нам тем же путем. Значительное количество снотворных, обезболивающих и анестетиков, которые помогают нам спать и не чувствовать боль во время операций - это подарок тропических лесов и животных, таких как древесные лягушки, которые производят определенное химическое вещество, уменьшающее боль.

Природа может научить всему, что нам как проектировщикам необходимо знать. Где-то на планете есть существо или природная система, которая даст нам разгадку создания совершенно не загрязняющего среду энергетически эффективного производства. Мы просто еще не нашли этот принцип. Есть надежда, что мы отыщем способ и защитим природу, растения и животных в ней, до того как наше негативное влияние на природу станет критичным.

Архитектура XX века обманула ожидания человечества. Человек и его базовые нужды были забыты. Второй принцип экологического дизайна гласит, что главный смысл проектирования и строительства зданий – создание среды обитания для людей. В настоящее время похоже, что вместо этого мы создаем среду для автомобилей и других вещей, переполняющих нашу жизнь, и это лишь совпадение, что воплощенные в жизнь проекты удовлетворяют также и нас.

Экологический дизайн стремится создать здоровые пространства, подходящие для людей, не ущемляя способность природы обеспечивать таким пространством, как других существ, так и наш вид в будущем. Он не дает природе фору, но и не забирает ее возможностей.

Сегодня мы превозносим наши автомобили больше, чем соседей. Мы строим больницы, в которых люди чувствуют себя еще более больными. Дома, в которых у отдельно взятых людей теряется чувство общности с остальными. Школы, которые усложняют процесс обучения больше, чем сами истины, которым учат в школах.

Экологический дизайн поддерживает гуманистические архитектурные традиции, которые ищут способ создания комфортных мест жительства для людей, и в этом смысле может быть рассмотрен как естественная тяга к тому, что должно считаться хорошим дизайном. Философия экологического дизайна говорит об уважении уникальных потребностей людей, о том, чтобы учитывать многообразие характеров и персональный комфорт каждого. Многих людей, только начинающих заниматься экологическим дизайном удивляет, что это учение столько же о человеке, сколько об окружающей среде. Это происходит, потому что СМИ часто представляют проблемы экологии как противостояние человека и природы. Заблуждение переходит и в мир дизайна.

Писатель и ученый Джон Близ информирует нас о том, что «существует распространенный миф, что очищение окружающей среды и забота о Земле отрицательно влияют на экономику», в то время как фактически, согласно проведенному в США исследованию, штаты с более сильной экологической политикой значительно превосходят штаты с плохой экологией по всем экономическим показателям. Заблуждение «люди против природы» в экологическом дизайне берет свое начало с истоков, когда первые последователи экологического дизайна не очень-то заботились о человеке. Действительно, они в первую очередь делали акцент на технологиях и энергии, а не на том, подходят ли спроектированные ими здания для людей. Со стороны могло казаться, что сбережение энергии – их единственная задача. Многие неудачные энергетически эффективные проекты были построены в 70-80-е и только усилили заблуждение.

Не так давно в архитектуре появился термин – синдром больных зданий SBS (ситуация, при которой у лиц, работающих или проживающих

в здании, наблюдаются трудности с дыханием, головные боли, головокружения, тошнота, раздражение глаз и носа или иные подобные состояния, вызванные не определенной болезнью, а особенностями здания, напр., плохой вентиляцией помещения; понятие сходно с термином "болезнь, связанная со зданием", но в отличие от последнего применяется тогда, когда наблюдаются только наиболее общие симптомы и конкретный диагноз не может быть поставлен). Угроза SBS – это нежелательный побочный эффект некоторых мер по экономии энергии. С того времени, как SBS был идентифицирован, экологический дизайн продвинулся дальше в отношении проектирования здоровых домов для людей, чем любое другое направление строительной индустрии.

Дизайнеры также проделали большую работу по улучшению температурных условий жилищ, освещения и других показателей так, что ожидается, что многие зеленые здания будут иметь более здоровых и продуктивных жильцов, чем традиционные дома. Это новое понимание ведет к разрушению старого мифа о том, что ответственность за экологию означает меньший комфорт. Сейчас мы знаем, что грамотно спроектированные зеленые здания гораздо более удобны и приятны для проживания, чем обычные. Философия экологического дизайна провозгласила идею о том, что можно получить лучшее, имея меньше. В то время как все вышеперечисленные факторы относятся к физическому здоровью, экологический дизайн также нашел способы интегрировать психологическое и духовное состояние человека в основу своих принципов. Он задает несколько основных вопросов о нашем отношении к строениям, окружающим нас. Что делает людей счастливыми? Продуктивными? Какие факторы позволяют нам работать эффективно и с энтузиазмом? Экологический дизайн, пройдя через много этапов исследований, методом проб и ошибок нашел верные, но не финальные ответы на эти вопросы.

Любая поездка по сельской местности Европы или другого региона, где еще существуют остатки доиндустриальных цивилизаций, покажут огромное различие между строительными технологиями, архитектурой, едой, одеждой и музыкой через небольшие расстояния. Тысячи лет люди строили сооружения из местных материалов и приспособляли архитектуру к климату, чтобы максимально использовать условия в течение всего года. Негативное влияние на экологию за этот период практически равнялось нулю, и не идет ни в какое сравнение с тем ущербом, который мы наносим экологии сегодня, подходу глобально к вопросу проектирования и строительства.

В нашем упорном поиске комфорта и безопасности мы за последние 200 лет развили технологии и философию, которые уводят нас все дальше и дальше от первоначального способа строительства и от взаимодействия с пространством. С развитием кондиционирования воздуха, центрального

отопления, конвейерного и промышленного производства, мы неожиданно научились создавать условия одинаково комфортные для любого региона. Все, что нам нужно, это больше энергии – энергии, которую находят, извлекая из сколь угодно далеких и глубоких источников. Мы больше не ограничиваем строительство использованием только местных материалов. Мы утратили способность смотреть глобально на последствия наших изобретений и искать решения, которые поддержат экологическое разнообразие и здоровье.

Экологический дизайн не призывает нас вернуться на старый путь, но призывает к ответственному и перспективному использованию технологий и дизайна. Экологический дизайн построен на идее регионализма, которая учитывает разницу, существующую между местами, на макро- и микроуровнях. Философия экологического дизайна отрицает утверждение, что здания должны выглядеть одинаково и строиться одинаковыми вне зависимости от региона. Экологический дизайн предполагает, что технологические решения применяют только после того, как естественные использованы наиболее полно. Примером этого может послужить предпочтение естественной вентиляции в здании, построенном в подходящих условиях, искусственной, вместо игнорирования расположения дома. С таким подходом дизайн принимает во внимание преобладающее направление ветров и то, какое влияние на них оказывают окружающие предметы – деревья, соседние постройки, рельеф местности. В таком случае дизайн органично вписывается в окружающую обстановку.

Из всех принципов уважение цикла жизни, пожалуй, самым трудный для осознания и, в то же время, по своей сути самый простой. В его основе лежит неоспоримая истина, что мы лишь малая часть большого цикла рождения и смерти, повторяющегося в течение миллионов лет на этой планете. Речь идет о понимании того, что у нас есть определенная роль в этом цикле. У нас есть наследственная и неотъемлемая связь с природой, и, когда мы отрицаем это, мы отрицаем часть себя.

Авторы книг об устойчивом дизайне Билл Мак-Доно и Майкл Браунгарт напоминают нам, что «природа действует в соответствии с системой питания и метаболизма, в которой нет такого понятия, как отходы». В природе ничего не тратится впустую, а становится необходимым элементом для другого организма или системы. В природе, как уже говорилось, у каждого элемента есть свое место или же он является пищей для какого-то существа. Все это верно до тех пор, пока речь не заходит о том, что производит современное общество. Какая беспечность заставляет нас разрабатывать упаковку, которая разлагается в течение тысячи лет, когда пища, находящаяся в ней, переработается за несколько дней?

Индустриальная экономика характеризуется безответственным подходом к экологии, перепроизводством. Производится пластиковая упаковка, которая будет перерабатываться буквально вечно, а используется мгновения. Мы используем ее лишь для хранения и транспортировки, создавая невероятное количество отходов. Большинство предметов домашнего обихода таких как, посудомоечные машины, радиоприемники и компьютеры выбрасываются ежегодно, в то время как для их создания потребляется огромное количество энергии и ресурсов, и они должны использоваться на протяжении десятилетий.

Философия уважения цикла жизни также подчеркивает идею, что вещества должны быть безопасными «для всех людей, все время» и что только то, что материал является инертным в одной фазе, не делает возможным использование его на всех этапах. Даже если ПВХ на сто процентов безвреден, будучи готовым, как мы можем рисковать жизнями рабочих, которые производят его? Часто такие рабочие являются малообразованными, неграмотными людьми, которые не всегда понимают последствия работы с такими веществами.

Кроме того, химические вещества, созданные нами, не всегда остаются там, где бы нам хотелось. Загрязнение игнорирует границы, и химикаты не знают, что они должны оставаться в безопасных для человека местах. Дыра в озоновом слое над Южным полюсом достигла размера США. Эта дыра вызвана в значительной степени хлорфторуглеродами, испаряющимися из систем кондиционирования воздуха, которые вступают в реакцию с озоном, защищающим нас от смертоносного воздействия ультрафиолетового излучения. Недавно появилась первая озоновая дыра над землей, населенной людьми (Аргентина), подвергнув тысячи людей серьезному риску. Наш мир переполнен ядовитыми веществами, они у нас в крови, жировых тканях и органах. Аллергия, астма, рак и многие другие экологические заболевания являются прямым воздействием вредных веществ на нашу иммунную систему.

Электричество было изобретено в XIX веке и не распространялось широко вплоть до начала XX. Ядерная энергетика не рассматривалась в качестве источника энергии вплоть до второй половины XX века – и мы только сейчас узнаем о ее огромном разрушительном потенциале. Именно между XVIII и XX вв. наше неуважение к ценности энергии сформировалось таким, каким мы имеем его сегодня. Впервые в истории человечества энергию стало так легко добывать, достаточно пробурить скважину в правильном месте и можно обогревать миллионы домов и заводов по всему миру. Энергия стала доступной, так зачем беспокоиться о том, сколько ее использовать! Лишь недавно мы начали понимать, насколько наивна такая точка зрения.

Простота получения энергии и те блага, которые она дает, не позволяют видеть последствия такого отношения. Общество считает

естественным факт получения энергии из невозобновляемых источников, хотя энергии ветра, солнца, воды достаточно для удовлетворения всех наших нужд. Мы единственный вид живых существ на земле, который использует энергию горения топлива для передвижения, остальные виды при помощи химических или электрохимических реакций, энергии солнца преобразуют пищу в энергию. Что известно им, чего не знаем мы? Кто-то скажет, что высшая ступень развития привела нас к такому способу получения энергии, но этот способ неэффективен и приводит к загрязнению воды, почвы и воздуха.

Таким образом, принцип уважительного отношения к природным ресурсам определяет ценность и ключевую экономическую значимость источников энергии в их естественном состоянии, нашу ответственность за оптимальное потребление и сохранение энергии для будущих поколений.

Для любого природного ресурса должен проводиться анализ его воздействия на экологию в течение всего цикла жизни. Только изучая предметы с точки зрения экологической перспективы, мы можем быть уверены в правильности принятых решений. В США все большую популярность набирает дисциплина «анализ жизненного цикла», которая помогает дизайнерам и проектировщикам выбирать подходящие материалы и вообще принимать более обоснованные решения, в частности касающиеся строительства.

Глобальный характер экологических проблем объективно требует изменения модели экономического развития общества: не только производственные, но и воспроизводственные функции полного экоцикла должны стать предметом профессиональной ответственности сфер планирования и проектирования. Диктуемые временем перемены - переориентация проектирования, вероятно, станет ведущей тенденцией и поворотным моментом в развитии проектной культуры будущего, по крайней мере, хочется на это надеяться.

"Хороший" продукт должен быть экологичным. Энерго- и ресурсосбережение, экологическая чистота становятся такими же важными потребительскими качествами изделия, как эргономичность, рациональность, экономичность, простота использования. Современный экологический дизайн должен производить комплексные продукты на высшем техническом уровне, которые являются достаточно долговечными, легко утилизируемыми и перерабатываемыми и при этом выполненными на требуемом индивидуальном эстетическом уровне. Каждый дизайнер обязан быть не только творцом, но и ответственным жителем Земли. При проектировании дизайнер обязан учитывать не только эстетический момент, он должен смотреть далеко вперед, возлагать на себя ответственность за будущую экологичность продукта.

Для дизайна тенденция ориентации на решение экологических проблем проектной культуры глубоко органична по ценностям и целям.

Однако современный дизайн вряд ли готов с полной компетентностью и ответственностью подойти к новым экологичным технологиям. Нужна продуманная широкая программа его комплексного развития по всем направлениям: образование, экономика, организация, управление, государственная политика. В плане выработки новой методологии проектирования очень важно уже сейчас организовывать и всячески поощрять научно-исследовательскую деятельность по созданию образов среды будущего, направленную на постановку и решение проблем устойчивого экономического и социально-культурного развития общества.

### **Литература**

1. Панкина М.В, Экологический дизайн : учеб. пособие для вузов, Бийск: Бия, 2011.
2. Jason F. McLennan, The Philosophy of Sustainable Design, 2004.
3. Catriona MacGregor , Partnering with Nature: The Wild Path to Reconnecting with the Earth, 2010.
4. Arran Stibbe, The Handbook of Sustainability Literacy: Skills for a Changing World, 2009.
5. Janine M. Benyus, Biomimicry, HarperCollins, 1975.

**МЕЖСТРАНОВОЙ АНАЛИЗ КЛЮЧЕВЫХ ФАКТОРОВ УСПЕХА  
(КФУ) ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА С УЧЕТОМ НОВЫХ  
ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
(CROSS-COUNTRY ANALYSIS OF KEY SUCCESS FACTORS (KSF)  
FOR SHALE GAS PRODUCTION CONSIDERING NEW ECONOMIC  
ENVIRONMENT)**

Куманцев С.Б.

(научный руководитель д.э.н., проф. Конопляник А.А.)

РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина

Ключевые факторы успеха (КФУ) обеспечивают достижение успеха, как результата ведения и реализации того или иного вида деятельности. В рамках настоящей работы, факторы, явившиеся КФУ для американской отрасли добычи сланцевого газа, были проанализированы и оценены как для самих США, так и для ряда других стран (Китай, Аргентина, Австралия, Канада, Мексика, ЮАР), обладающих значительными ресурсами/запасами сланцевого газа, потенциально способными превратиться в новых крупных производителей газообразного топлива и, тем самым, существенно изменить географию мировых энергетических потоков.

В работе использован метод сравнительного анализа по ключевым факторам, с целью составить экспертное мнение о возможности воспроизводства «сланцевой революции» в других странах, помимо США. Перечень проанализированных условий: геологические характеристики, обеспеченность водными ресурсами, плотность населения, уровень развития газотранспортной инфраструктуры, степень развития сервисной отрасли, получение доступа к ресурсам недр, уровень господдержки, экологический фактор.

Результатом стала количественная оценка каждого из факторов стран по 10-балльной шкале. В качестве эталона были приняты условия США и оценены по максимальному количеству баллов (10).

В свете падения мировых цен на нефть, явившегося причиной снижения контрактных импортных цен на поставки природного газа, конкурирующего со сланцевым в странах-импортерах газа, в работе затронут вопрос (сохранения) целесообразности реализации проектов по добыче сланцевого газа в рассматриваемых странах с учетом новых макроэкономических условий.

После того, как в США в середине 2000-х гг. добыча сланцевого газа стала экономически выгодной (вследствие наложения эффектов снижения издержек в результате применения достижений революционного НТП в его добыче и роста цен на газ вслед за ростом цен на нефть на мировом рынке) и началась его добыча в промышленных масштабах, этот вид нетрадиционных ресурсов углеводородов превратился в объект

повышенного интереса. Использование технологий горизонтального бурения в сочетании с ГРП увеличили возможность эффективной добычи нефти и газа низкопроницаемых пород, в частности сланцевых образований. Применение технологии ГРП для увеличения добычи нефти и газа получило развитие в 1950-х годах. Использование горизонтального бурения при добыче нефти началось в начале 1980-х годов. Но появление масштабной добычи сланцевого газа не происходило до 2000-х годов, когда в Техасе на Barnett Shale его извлечение стало коммерчески возможным. Начиная с того времени на этом месторождении различными компаниями было начато активное бурение и добыча. Начала происходить разработка других сланцевых образований (Fayetteville Shale, Marcellus, Woodford и Eagle Ford).

В 2012 г. объем добытого сланцевого газа составил более 40% от всего производимого газа в стране, а в 2013 г. США стали крупнейшим в мире производителем углеводородов. Глобальный характер деятельности по добыче сланцевого газа США выразился замещением им других видов топлива, снижением цен на внутреннем рынке, реиндустриализацией промышленности, переходом в разряд нетто-экспортера энергоресурсов.

Анализ условий, которые способствовали произошедшим изменениям, позволяет сделать выводы, что успех «сланцевой революции» стал возможен благодаря наличию и комбинации в США факторов географической, геологической, экономической и институциональной групп. А именно: благоприятное геологическое строение, глубина залегания и качество формаций; право на частное владение недрами владельцев земельных участков над ними; наличие большого числа независимых операторов и подрядчиков; наличие необходимого оборудования, в т.ч. для горизонтального бурения и ГРП; наличие развитой газотранспортной инфраструктуры; низкая плотность населения в регионах, на которых велось бурение; отсутствие запретов на ГРП и наличие существенных водных ресурсов для его использования.

Другими словами, основываясь на опыте США эти факторы могут быть обозначены как ключевые факторы успеха (КФУ) в области разработки и добычи газа из низкопроницаемых пород, в частности сланцевых отложений.

В 2013 г. был опубликован отчет «World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment», который содержит результаты исследований для 137 сланцевых образований в 41 стране. Согласно исследованию, выполненному Advanced Resources International, Inc., при поддержке EIA (U.S. Energy Information Administration) мировой объем современных геологических ресурсов сланцевого газа оценен в 35,782 Tcf (1013 млрд. м<sup>3</sup>), при существующих условиях и технологиях технически извлекаемый объем оценен в 7,795 Tcf (220,7 млрд. м<sup>3</sup>).

По современным оценкам 2/3 технически извлекаемых запасов сланцевого газа сосредоточены в 6-и странах: США, Китай, Аргентина, Алжир, Канада, Мексика. Топ-10 стран (Китай, Аргентина, Алжир, США, Канада, Мексика, Австралия, ЮАР, Россия, Бразилия) владеют более 80% технически извлекаемых запасов. Из этой «десятки» нетто-экспортерами газа сегодня являются лишь Россия и Алжир. Очевидно, что, в случае интенсивного развития промышленности сланцевого газа в других странах, указанных в таблице 1, помимо США, мировая карта газовой промышленности окажется фактически перекроенной – возникнут новые центры производства, новая газотранспортная инфраструктура и т.п.

Табл. 1. Топ-10 стран с технически извлекаемыми запасами сланцевого газа

| №  | Страна    | Сланцевый газ (млрд. м3) |
|--|-----------|--------------------------|
| 1  | Китай     | 32                       |
| 2  | Аргентина | 23                       |
| 3  | Алжир     | 20                       |
| 4  | США*      | 19 (32)                  |
| 5  | Канада    | 16                       |
| 6  | Мексика   | 15                       |
| 7  | Австралия | 12                       |
| 8  | ЮАР       | 11                       |
| 9  | Россия    | 8                        |
| 10   | Бразилия  | 7                        |
| <b>Всего в мире</b>                          |           | <b>207 (220)</b>         |
| * оценка EIA, оценка ARI приведена в скобках |           |                          |

Источник: EIA/ARI

Выделив ключевые факторы успеха (КФУ) американской сланцевой газовой революции, может быть проведен анализ по каждому из них для стран с наибольшими мировыми ресурсами/запасами сланцевого газа. Результаты могут быть использованы для оценки перспектив развития мировой отрасли добычи сланцевого газа и вероятности повторения «сланцевой революции» в других странах за пределами США.

Анализ КФУ отрасли добычи сланцевого газа в США проведен по следующим критериям:

- геологическое строение: учитывались такие факторы, как глубина залегания продуктивных пластов, толщина газонасыщенного слоя, объемы запасов, прочие геологические данные;

- плотность населения в районах добычи: оценка производилась на основании данных по плотности населения с учетом распределения по стране, в соответствии с расположением основных месторождений;

- обеспеченность водными ресурсами (необходимыми для ГРП): основным показателем для сравнения стали статистические данные «Всемирного банка» об обеспеченности пресной водой на душу населения;

- уровень развития газопроводной инфраструктуры: для оценки этого показателя основными критериями стали протяженность газотранспортных сетей, степени покрытия ими территории страны, соответствие ее масштабам, внутреннему потреблению природного газа и численности населения.

- степень развитие сервисной отрасли: показатель определен с учетом технологических возможностей, наличия собственного опыта разработке нетрадиционных ресурсов или присутствия в стране международных нефтесервисных компаний, а также наличия оборудования, необходимого для проведения многостадийного ГРП и буровых установок, обеспечивающих бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин;

- издержки на строительство скважин: по причине геологических особенностей и уровню развития сервисной отрасли, издержки бурения сланцевых скважин в Америке являются самыми низкими по миру. В основании критерия лежит средняя стоимость строительства скважин на сланцевый газ в стране;

- получение доступа к ресурсам недр: для установления условий получения лицензий и разрешений на ГРП и разработку полезных ископаемых были проанализированы действующие юридические нормы, акты, процедуры и традиции;

- государственная поддержка: ещё одним фактором успешного развития отрасли по добыче сланцевого газа в США были государственные программы и господдержка, применение налоговых кредитов в отношении добычи углеводородов из нетрадиционных источников и освобождение от государственного ценового контроля на некоторых месторождениях. Поэтому была обработана и обобщена информация о государственных программах, имеющих своей целью поддержку развития отрасли добычи сланцевого газа или касающиеся ее в исследуемой группе стран;

- экологический фактор: оценка этого фактора включает в себя юридические запреты на ведение определенных видов работ и использование технологий, ограничения, связанные с воздействием на окружающую среду, протесты местных граждан и т.д.

Итогом проведенного анализа стала таблица качественной оценки состояния каждого фактора в выбранных странах. Результаты приведены в таблице №2, в которой в качестве базовых критериев для сравнения было

принято состояние соответствующих условий в США, которые были оценены по максимальному количеству баллов (10). Оценка факторов в других странах была сделана на основании состояния соответствующих факторов в сравнении с базовыми, а именно по совокупному уровню отклонения суммы факторов для каждой страны от аналогичной суммы факторов (сумма равна 90) для США, выраженному в процентах (цифра в скобках в последнем столбце – место страны в иерархии по близости к США по совокупности условий).

Табл. 2. Сравнительный анализ факторов добычи сланцевого газа

|           | Геология                     | География           |                                  | Экономика                    |                            |                                |                                   | Институциональные         |          | Итого  |
|-----------|------------------------------|---------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|----------|--------|
|           | Геологические характеристики | Плотность населения | Обеспеченность водными ресурсами | Газопроводная инфраструктура | Развитие сервисной отрасли | Издержки строительства скважин | Получение доступа к ресурсам недр | Государственная поддержка | Экология |        |
| США       | 10                           | 10                  | 10                               | 10                           | 10                         | 10                             | 10                                | 10                        | 10       | 0      |
| Китай     | 3                            | 5                   | 3                                | 5                            | 5                          | 6                              | 6                                 | 7                         | 6        | 48 (4) |
| Аргентина | 10                           | 10                  | 8                                | 8                            | 5                          | 5                              | 5                                 | 8                         | 8        | 26 (2) |
| Австралия | 7                            | 10                  | 10                               | 7                            | 3                          | 4                              | 4                                 | 3                         | 3        | 43 (3) |
| Канада    | 10                           | 10                  | 10                               | 7                            | 10                         | 8                              | 8                                 | 10                        | 6        | 12 (1) |
| Мексика   | 6                            | 6                   | 3                                | 4                            | 2                          | 2                              | 2                                 | 3                         | 7        | 61 (6) |
| ЮАР       | 8                            | 10                  | 1                                | 1                            | 2                          | 4                              | 4                                 | 3                         | 3        | 60 (5) |

Источник: составлено автором

В свете падения мировых цен на нефть, явившегося причиной снижения импортных цен на контрактные поставки природного газа, разница между ценой безубыточности добычи сланцевого газа и

возможным доходом, получаемым при его реализации, сокращается. В таблице №3 приведены данные по цене безубыточности добычи сланцевого газа в ряде рассматриваемых стран и цены импортируемого газа по состоянию на январь 2015-го года.

Табл. 3. Цена импорта природного газа и цена безубыточности добычи сланцевого газа по странам

| Страна    | Цена газа, \$/MBtu | Цена безубыточности сланцевого газа, \$/MBtu |
|-----------|--------------------|--|
| Китай     | 9,8                | 8,6  |
| Аргентина | 9,6                | 6,9  |
| Австралия | 10                 | 6,5  |
| Канада    | 2,46               | 3-4  |
| Мексика   | 8                  | -  |
| ЮАР       | 6-11               | 10,5   |

Источник: Wood Mackenzie, Deutsche Bank, FERC, National Natural Gas Market Overview

Сравнения цен безубыточности добычи сланцевого газа и актуальной цены на природный газ, показывает, что в Канаде, имеющей КФУ, наиболее близкий к уровню США, добыча сланцевого газа является экономически не выгодной. ЮАР балансирует на грани безубыточности. В Китае, на фоне снижения цен на импорт природного газа, разница между его импортной ценой и ценой безубыточности добычи сланцевого газа сократилась до 1,2 \$/MBtu, что достаточно мало в сравнении с другими странами, где этот показатель остается в пределах 2,5-3,5 \$/MBtu.

Подводя итоги, можно констатировать, что наиболее благоприятные условия для развития отрасли сланцевого газа сохраняются в Аргентине. В Канаде, по причине низких цен на природный газ, активное развитие этого направления может происходить при условии финансовой помощи со стороны государства, а так же получения дополнительного дохода с добычи побочных продуктов газодобычи. Ни одна из рассмотренных стран не обладает соответствующим по совокупному уровню полным комплексом факторов, сделавших сланцевую газовую революцию в США возможным. А современные экономические условия и снижение цен на газ, вслед за падением мировых цен на нефть, делают проекты по добыче сланцевого газа все менее выгодными, сужая круг стран, где развитие этой отрасли остается рентабельной.

**МИРОВАЯ ЦЕНА НА НЕФТЬ: ПРИЧИНЫ ПАДЕНИЯ В 2014 ГОДУ  
И ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИИ  
(THE WORLD OIL PRICE: CAUSES OF DECLINE IN 2014  
AND CONSEQUENCES FOR RUSSIA)**

Литвинова Т.А.

(научный руководитель – к.э.н., доцент Студеникина Л.А.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проведен анализ квартальной динамики мирового спроса и предложения нефти и их баланса с 2000 по 2014 гг. Выявлены причины возникновения и эволюции «пузыря» нефтяных цен и его быстрого схлопывания в конце 2014 г. Был сделан вывод, что высокие нефтегазовые доходы уже не являются стимулятором роста ВВП в России, а глубокое падение нефтяных цен приводит к рецессии экономики страны.

Analysis of world oil supply and demand quarterly dynamics and their balance from 2000 to 2014 has been conducted. The causes of the emergence and evolution of oil prices “bubbling” and its rapid collapse in late 2014 have been revealed. The following conclusion has been made: high oil and gas revenues are no longer explained by the GDP growth engine in Russia, and the sharp fall in oil prices leads to a recession of the economy.

Ключевые слова: добыча нефти, потребление нефти, мировой баланс нефти, цены на нефть, бездефицитность бюджетов, ФРС США, курс рубля, ВВП России.

Keywords: oil production, oil consumption, world balance of oil, price of oil, deficit-free of budgets, the US Federal Reserve, ruble exchange, GDP of Russia.

Резкое падение цен на нефть во второй половине 2014 года стало одним из главных событий последнего времени, поскольку стоимость нефти выступает сегодня определяющим фактором всей современной мировой экономики.

С завершением острой фазы мирового финансово-экономического кризиса 2008 - 2009 гг., этого «идеального шторма» мировой экономики, когда нефть упала в цене более чем на 70%, цена нефти стала стремительно расти со среднеквартальным темпом 15,3 долл./барр. с отметки 46,08 долл./барр. до 116,65 долл./барр. во втором квартале 2011 года (рис.1). При этом рост цен значительно опережал рост издержек на ее добычу, которые составляли в странах Ближнего Востока не более 10 долл./барр., 25-28 долл./ барр. за пределами США и 17-21 долл./барр. на постсоветском пространстве [1].

Столь быстрый рост биржевых нефтяных котировок (на 153% в течение 10 кварталов) был обусловлен обоснованными ожиданиями

инвесторов наступления «семи тучных лет» за счет посткризисного восстановления мировой экономики и, прежде всего, за счет опережающего роста экономик развивающихся стран (главным образом, Китая), сопровождаемое повышением потребления нефти и, соответственно, увеличением мирового спроса на нее.

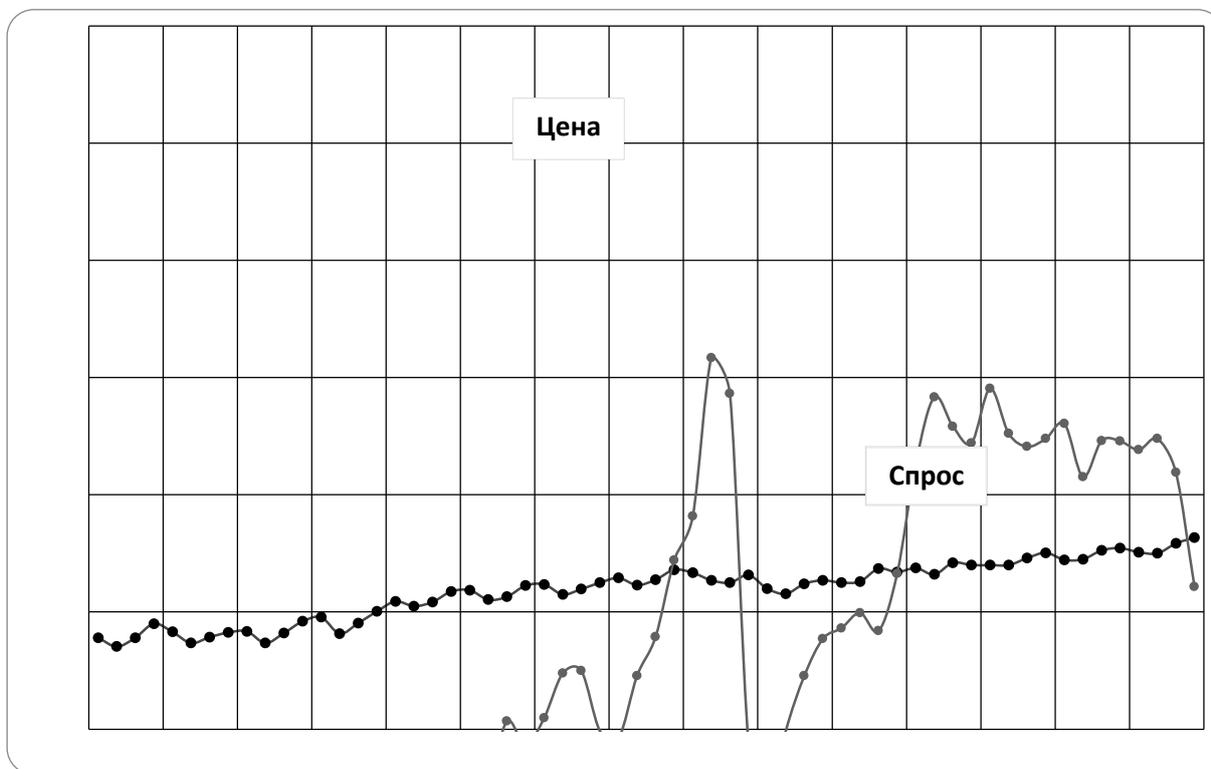


Рис.1. Квартальная динамика мирового спроса (млн.барр./сутки) и цены на нефть (долл./барр.) за период с 2000 по 2014 гг. (Источник: ОПЕК Monthly Oil Market Report, 2000-2014гг. [2], [3])

Спрос действительно рос - с начала 2003 г. до середины 2011 г. (т.е. до периода максимума нефтяных цен) он вырос на 9,2% с 79,1 млн. барр./сутки до 86,4 млн. барр./сутки со среднегодовым приростом около миллиона баррелей (табл.1). Снизившееся потребление нефти, так и не восстановившееся после кризиса 2008-2009 гг., в Северной Америке (-3,5%), а также в Европе и Евразии (-4,4%) с избытком компенсировалось ростом к концу 2011 г. потребления в странах Южной и Центральной Америки (+30,54%), Африки (+27,13%), Ближнего Востока (+41,16%) и в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (+25,91%) (табл.1). Один только Китай с его гигантской экономикой обеспечивал более 50% ежегодного прироста мирового потребления нефти, увеличив свое потребление за эти годы на 71 % с 5,77 млн. барр./сутки до 9,87 млн. барр./сутки.

Поэтому начало роста нефтяных котировок в 2009 году имело, в соответствии с законами классического товарного рынка, объективные

предпосылки - повышенный спрос на товар увеличивает его рыночную стоимость. Однако тот уровень цен на нефть, который был достигнут к середине 2011 года, уже не имел никакого отношения к товарному рынку нефти. По образному выражению проф. Я.М. Миркина - «на сцену, улыбаясь и раскланиваясь, вышел его величество финансовый рынок»[1].

Динамика потребления нефти по регионам и странам мира в 2003-2013 гг.  
(в %, относительно 2003 г.)

Таблица 1.

| Регионы и страны мира  | 2004         | 2005         | 2006         | 2007         | 2008         | 2009         | 2010         | 2011         | 2012         | 2013         | Рост к 2003 г. % |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|
| Сев.Америка  | 103,5        | 103,9        | 103,4        | 103,9        | 98,7         | 95,0         | 97,3         | 96,5         | 94,9         | 96,4         | -3,6             |
| Южная и Центральн. Америка   | 103,8        | 106,3        | 109,6        | 116,2        | 120,7        | 121,4        | 126,3        | 130,5        | 133,0        | 139,1        | 39,1             |
| Европа и Евразия   | 100,8        | 101,5        | 102,4        | 101,0        | 100,6        | 96,5         | 96,0         | 95,6         | 93,7         | 93,8         | -6,3             |
| Ближний Восток   | 104,8        | 111,8        | 113,9        | 119,1        | 127,1        | 132,4        | 137,0        | 141,2        | 147,3        | 150,4        | 50,4             |
| Африка   | 104,4        | 110,0        | 110,3        | 115,6        | 121,9        | 124,6        | 131,1        | 127,1        | 132,6        | 136,6        | 36,6             |
| Страны АТР   | 105,4        | 107,3        | 109,9        | 113,6        | 113,0        | 114,3        | 121,1        | 125,9        | 130,6        | 132,7        | 32,7             |
| Россия   | 99,3         | 100,0        | 103,1        | 103,7        | 106,8        | 103,5        | 108,0        | 115,3        | 119,9        | 123,7        | 23,7             |
| Иран   | 102,7        | 102,7        | 112,7        | 122,2        | 124,9        | 133,4        | 124,2        | 126,6        | 127,8        | 132,8        | 32,8             |
| Сауд.Аравия  | 107,5        | 113,0        | 117,0        | 123,7        | 133,5        | 145,6        | 157,5        | 159,4        | 167,9        | 172,9        | 72,8             |
| Китай  | 116,8        | 120,3        | 130,0        | 136,2        | 138,5        | 143,9        | 161,5        | 171,0        | 179,6        | 186,4        | 86,4             |
| Индия  | 102,9        | 104,9        | 110,1        | 118,4        | 123,8        | 130,3        | 133,6        | 140,4        | 148,3        | 150,0        | 50,0             |
| <b>Всего в мире</b>  | <b>103,5</b> | <b>105,3</b> | <b>106,4</b> | <b>108,2</b> | <b>107,4</b> | <b>106,1</b> | <b>109,5</b> | <b>110,9</b> | <b>112,1</b> | <b>113,9</b> | <b>13,9</b>      |
| Показатели рассчитаны автором, используя данные BP Statistical Review of World Energy, June 2014 [4] |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |                  |

Дело в том, что уже с конца 1980 - х годов мировой рынок нефти является не столько товарным рынком, сколько рынком финансовым, рынком производных финансовых инструментов - деривативов. Фьючерсный рынок «бумажной» нефтью за прошедшие десятилетия быстро рос. Так, если в 1983 году открытые позиции по нефтяным фьючерсам на NYMEX составляли в товарном эквиваленте 1 млрд. баррелей нефти, то в 2011 г. - уже 365 млрд.баррелей нефти, что в 12 раз превышало мировую добычу нефти, например, в 2010 году [1]. И когда в 2008 году рухнул американский рынок ипотечных деривативов, свободные «горячие» деньги мирового спекулятивного капитала (а это, главным образом, капитал крупнейших американских инвестфондов, банков и страховых компаний с их большими и «длинными» деньгами) с рынка недвижимости, а также с других не-нефтяных рынков, хлынули на перспективный на тот момент рынок нефти, надув к середине 2011 г. «пузырь» нефтяных цен до их максимальных значений за счет, прежде всего, их «бумажной» составляющей.

Установившейся в атмосфере мировой экономики длительный и статичный (нефтяные котировки держались на отметке свыше 100 долл./барр. в течение рекордных 45 месяцев, вплоть до сентября 2014 г.) «антициклон» высокого ценового давления стал оказывать все более угнетающее влияние на экономики стран - импортеров нефти, т.е. на экономики большинства стран мира, замедляя темпы их роста. И поэтому, несмотря на то, что мировой спрос на нефть со второго квартала 2011 г. по третий квартал 2014 г. вырос на 3,7 % (с 88,4 млн.барр./сутки до 91,4 млн. барр. сутки), нефтяные котировки за этот период не только не росли, но и продемонстрировали в целом понижительный тренд, упав на 10,84% с 116,65 долл. / барр. до 104.0 долл./ барр. (рис 1).

Причина столь парадоксального на первый взгляд поведения нефтяных цен - спрос растет, а цена падает - заключалась в ускоряющемся увеличении предложения нефти на мировых рынках, обусловленное как ростом спроса, так и, главным образом, высокими нефтяными ценами, сделавшими рентабельными целый ряд дорогостоящих проектов по добычи нефти (рис.2). Мировая добыча нефти за период с 2003 г. по 2013 г. возросла в целом, почти на 12% с 77,64 млн.барр./сутки до 86,81 млн. барр./сутки, причем от 55% до 62% (в 2013 г.) всей добычи приходилось на девять стран - ведущих производителей нефти (табл.2).

Однако рост добычи нефти по регионам и странам мира был весьма неоднородным. Так, в Зап. Европе добыча не только не выросла, но и сократилась, в частности, в Норвегии - на 43,6%, а в Великобритании - даже на 62,2%. Упала добыча в Индонезии на 21,9%, в Мексике - на 24,2%, в Венесуэле - на 8,5 %, в Алжире - на 13,7 %.

Основной прирост мировой добычи нефти обеспечили всего несколько ее ведущих производителей, прежде всего, Саудовская Аравия, увеличившая свою добычу на 13,7%, Россия - на 25,4% и США - на 35,9 % (табл. 2). В целом девятка этих стран увеличила свою добычу с 2003 по 2013 гг. на 10,96 млн.барр./сутки (+25,5%).

На динамике добычи нефти в США стоит остановиться подробнее, ибо именно она и явилась одной из причин обвала нефтяных цен во второй половине 2014 года. С 2003 г. по 2008 г. добыча нефти из истощенных американских месторождений традиционной нефти упала на 7,9 %, однако уже с 2009 г., синхронно с быстрым ростом нефтяных цен, в Америке начался бум добычи из мелкозалегающих сланцевых пород («сланцевой» нефти), обусловленный как высокими мировыми ценами на нефть, так и стимулирующей экономической политикой правительства США. В результате добыча сланцевой нефти не только компенсировала падение добычи на старых месторождениях, но и обеспечила быстрый рост предложения нефти в США к 2014 году на 47,5% с 6,78 млн. барр./сутки в 2008 г. до 10,00 млн.барр./сутки в 2013 г. (табл.2). В 2014 г. США вышли

на второе, после Саудовской Аравии, место по добычи нефти, оттеснив Россию на третье место.

Рост добычи нефти внутри страны быстро превращал США из страны - импортера в страну - производителя, с потенциальной перспективой превращения в экспортера нефти, что могло бы кардинальным образом изменить сложившуюся за десятилетия структуру мирового рынка нефти. Правда, при одном условии: нефтяные цены должны были оставаться достаточно высокими, чтобы обеспечить приемлемую рентабельность добычи на основных американских месторождениях сланцевой нефти.

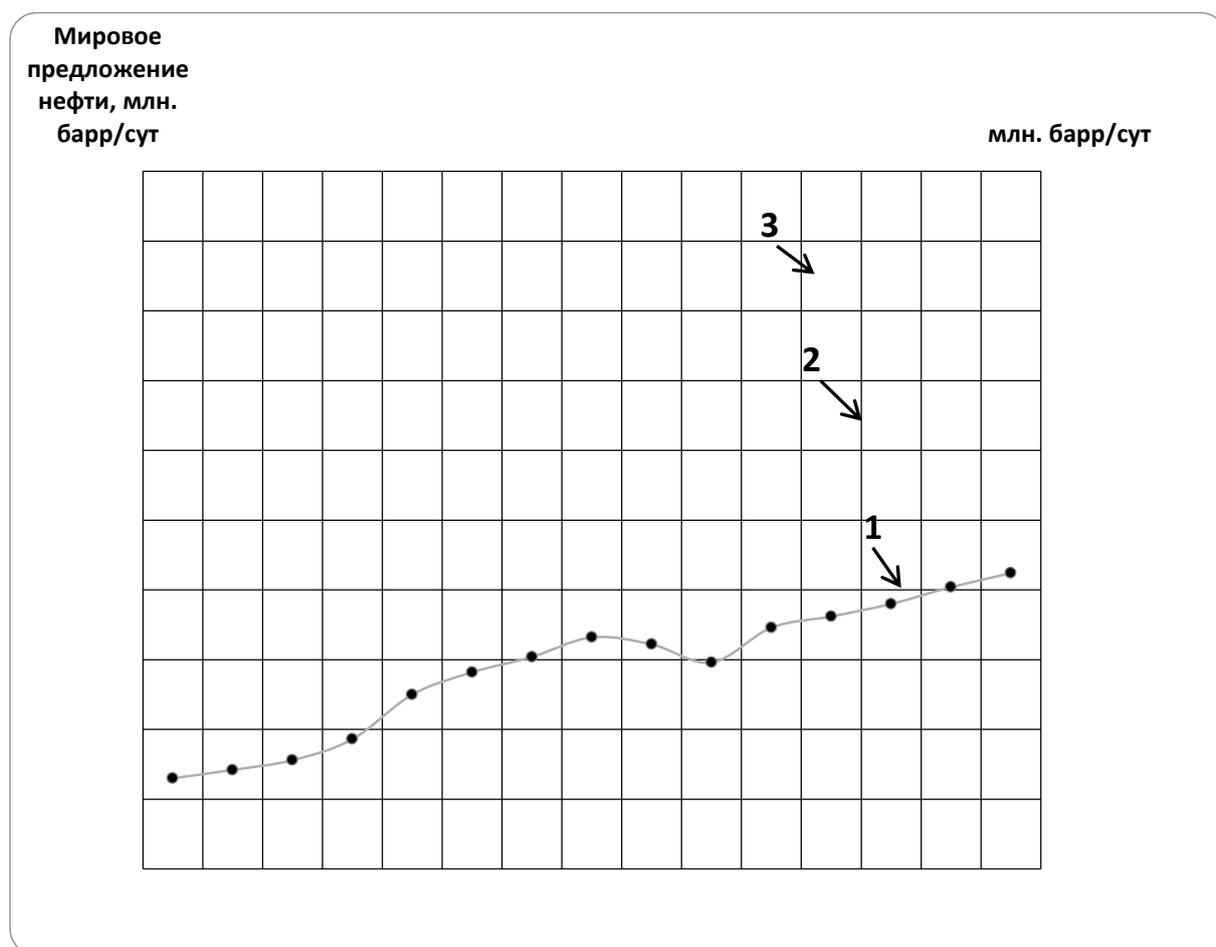


Рис.2. Динамика мирового предложения нефти (1), добычи нефти в США (2) и потребления нефти в Китае (3) в 2000-2014 гг. (Источник: OPEC Monthly Oil Market Report, 2000-2015 гг. [2] и BP Statistical Review of World Energy, 2014 г.[4])

Динамика добычи нефти по странам мира в 2003-2013 гг.  
(в %, относительно 2003 г.)

Таблица 2.

| Страны  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | Рост к 2003 г.,% |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------------|
| Сауд. Аравия  | 103,1 | 107,8 | 105,2 | 101,3 | 105,2 | 95,3  | 99,4  | 109,9 | 114,7 | 113,7 | 10,2             |
| Россия  | 108,5 | 111,6 | 114,1 | 116,8 | 115,7 | 17,9  | 120,5 | 122,2 | 123,7 | 125,4 | 25,4             |
| США   | 98,4  | 93,8  | 92,8  | 93,2  | 92,1  | 98,7  | 102,6 | 106,9 | 120,8 | 135,9 | 35,9             |
| Китай   | 102,4 | 106,9 | 109,0 | 109,9 | 112,0 | 117,7 | 119,7 | 119,6 | 122,0 | 122,7 | 22,7             |
| Канада  | 102,6 | 101,3 | 106,8 | 109,6 | 106,8 | 106,6 | 111,0 | 117,1 | 124,5 | 131,5 | 31,5             |
| ОАЭ   | 104,2 | 107,4 | 113,9 | 110,3 | 111,2 | 100,0 | 106,4 | 121,9 | 124,9 | 134,0 | 34,0             |
| Иран  | 105,0 | 104,6 | 106,5 | 107,5 | 109,9 | 106,2 | 108,9 | 108,9 | 93,7  | 88,9  | -11,1            |
| Ирак  | 151,0 | 136,4 | 148,7 | 159,5 | 180,7 | 182,4 | 185,3 | 208,4 | 231,9 | 233,7 | 133,7            |
| Кувейт  | 106,5 | 112,6 | 115,5 | 112,4 | 117,6 | 106,0 | 107,0 | 121,5 | 133,5 | 131,9 | 31,9             |
| 9 стран   | 105,2 | 106,6 | 107,9 | 107,8 | 109,6 | 107,1 | 111,0 | 117,5 | 122,2 | 125,5 | 25,5             |
| Доля 9 стран  | 55    | 56    | 56    | 56    | 57    | 57    | 57    | 60    | 61    | 62    |                  |
| Всего в мире  | 104,4 | 105,8 | 106,4 | 106,1 | 106,9 | 104,7 | 107,3 | 108,3 | 111,1 | 111,8 | 11,8             |
| Показатели рассчитаны автором, используя данные BP Statistical Review of World Energy, June 2014[4] |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |                  |

Итак, начиная с 2009 г. с ростом мирового спроса на нефть росло и её предложение, достаточно монотонно (за исключением кризисного 2009 г.) в годовом исчислении (рис.2). Однако анализ показал, что квартальные балансы спроса и предложения в прошедшие годы были подвержены существенным колебаниям (рис.3), причем в целом на мировых рынках преобладал избыток нефти. Так, из 60-ти кварталов текущего столетия в 36 - ти (60%), преобладал избыток нефти, а в 22 - кварталах - ее дефицит и только в течение двух кварталов (в 2000 г. и 2011 г.) предложение нефти в точности соответствовало ее мировому спросу. При этом, если среднеквартальный дефицит нефти за эти года составил 0,49 млн.барр./сутки, то ее избыток - 1,03 млн.барр./сутки. (табл.3).

Квартальная динамика баланса спроса и предложения на мировом рынке нефти в 2000-2014 гг.

Таблица 3

|  | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| I  | -0,3 | 1,0  | -0,2 | -0,3 | -0,1 | 0,2  | -0,2 | -1,3 | -0,4 | -0,1 | 0,9  | -0,4 | 2,0  | 0,8  | 1,1  |
| II   | 2,2  | 1,7  | 1,6  | 1,7  | 1,0  | 2,6  | 1,4  | -0,1 | 1,2  | 0,6  | 0,8  | -1,1 | 1,9  | 1,0  | 1,5  |
| III  | 1,6  | 1,4  | 0,3  | 1,0  | 1,5  | 1,5  | 1,1  | -1,1 | 0,9  | -0,3 | -1,4 | 0,0  | 0,4  | -0,2 | 0,6  |
| IV   | 0,0  | 0,2  | -0,1 | 0,7  | 0,8  | -0,1 | 0,1  | -1,0 | -0,8 | 0,1  | 0,1  | -0,1 | 0,2  | -0,6 | 0,5  |
| По данным ОПЕК Monthly Oil Market Report, 2000-2015 гг.[2] |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |

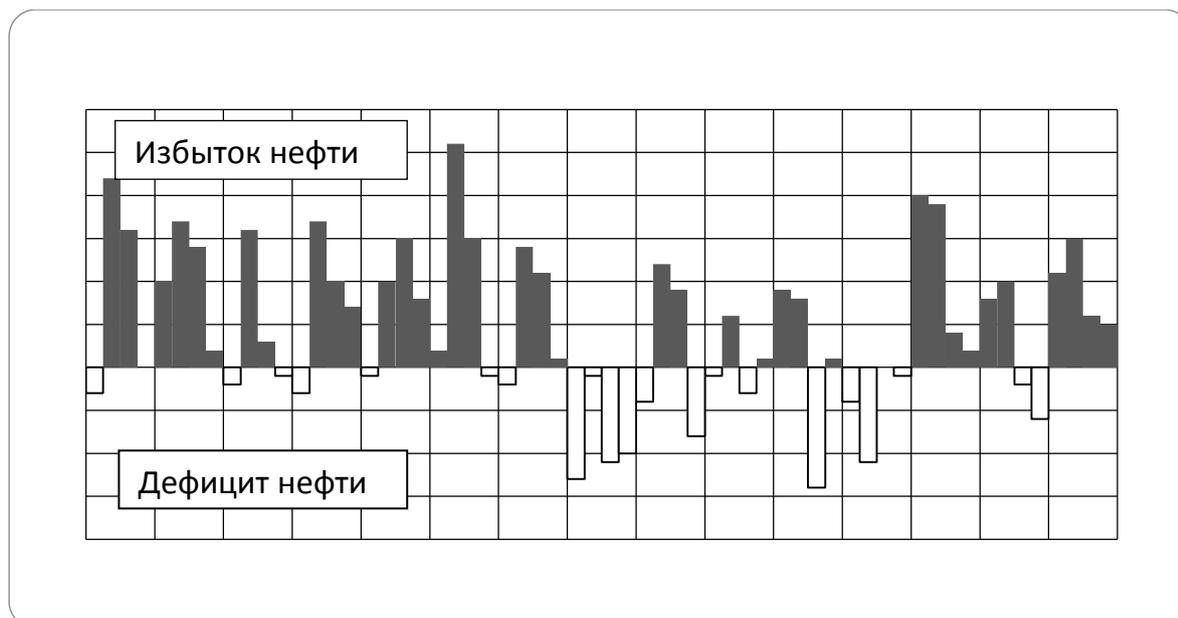


Рис.3. Квартальная динамика баланса спроса и предложения нефти с 2000 по 2014 гг. (Источник: ОПЕК Monthly Oil Market Report, 2000-2015 гг.[2])

Как видно из диаграммы на рис.3 с начала 2012 г. тенденция преобладания излишков нефти на мировых рынках усилилась и стала доминирующей - в первом полугодии 2012 г. избыток нефти составил рекордные 1,9-2,0 млн. барр./сутки, а в целом в течение трех лет, вплоть до конца 2014 г. (за исключением 2-го полугодия 2013 г.), нефти на рынках было в среднем на миллион баррелей в сутки больше, чем это требовал мировой спрос на нее. Поэтому, по - видимому, уже по итогам 2012 г. следовало было ожидать снижения нефтяных цен вследствие избыточного её предложения. Однако все же еще в течение полутора лет (до конца III - го квартала 2014 г.) нефтяные котировки держались на уровне свыше 100 долл./барр.

Причина такого поведения нефтяных цен заключается опять - таки в преимущественно финансовом характере современного нефтяного рынка. Цена на нефть с начала 2000-х годов фактически стала инструментом защиты финансовых активов от долларовой инфляции. Так, если с 1990 по 2000-е годы корреляция между ценой на нефть марки Brent и индексом доллара была (-0,39), то с 2000 по 2010 - е годы она составляла уже (-0,86) [5]. Это означает, что чем «дешевле» американские деньги, т.е. чем слабее доллар, тем привлекательнее для биржевых инвесторов нефтяные фьючерсы и тем, следовательно, выше нефтяные цены. Однако точно также справедливо и обратное утверждение.

В течение шести посткризисных лет доллар оставался слабой валютой вследствие резкого снижения в 2008 г. учетной ставки ФРС США (до 0,25%) и Программы количественного смягчения последствий кризиса для американской экономики, принятой правительством США в качестве основной долгосрочной антикризисной меры. Цель этой программы

заклучалась в накачке американской экономики ликвидностью за счет выкупа «токсичных» ипотечных кредитов, «мусорных» облигаций и прочего хлама, во что превратилась большая часть активов крупнейших кредитно-финансовых институтов Америки. Именно слабый доллар и удерживал от падения нефтяные цены вплоть до сентября 2014 г.

Однако уже в начале 2014 г. ФРС США объявила о сворачивании к четвертому кварталу 3-го (и последнего) этапа Программы количественного смягчения и возможном удорожании американской валюты за счет повышения учетной ставки до 1,13% в 2015 г. и до 2,50% в 2016 г. Рынок сигнал понял и, не дожидаясь наступления четвертого квартала, уже в сентябре 2014 г. спекулятивный капитал столь же дружно, как вошел в 2008 – 2009 гг. на фьючерсный рынок нефти, покинул этот перегретый рынок с его среднесрочными прогнозом неизбежного падения, обрушив мировые цены на нефть.

«Пузырь» нефтяных цен лопнул, цены упали почти на 60%, что крайне негативно отразилось на бюджетах всех основных стран - экспортеров, которые были сверстаны бездефицитными при цене нефти выше (или чуть ниже) 100 долл./барр. (рис.4). Страны Персидского залива (Саудовская Аравия, Кувейт, ОАЭ и Бахрейн), а также Норвегия, от столь глубокого падения нефтяных цен смогут защитить себя за счет диверсификации экономики и больших золотовалютных резервов. В то же время другие страны-производители, такие как Венесуэла, Нигерия и Ирак могут оказаться на грани дефолтов и политических кризисов.

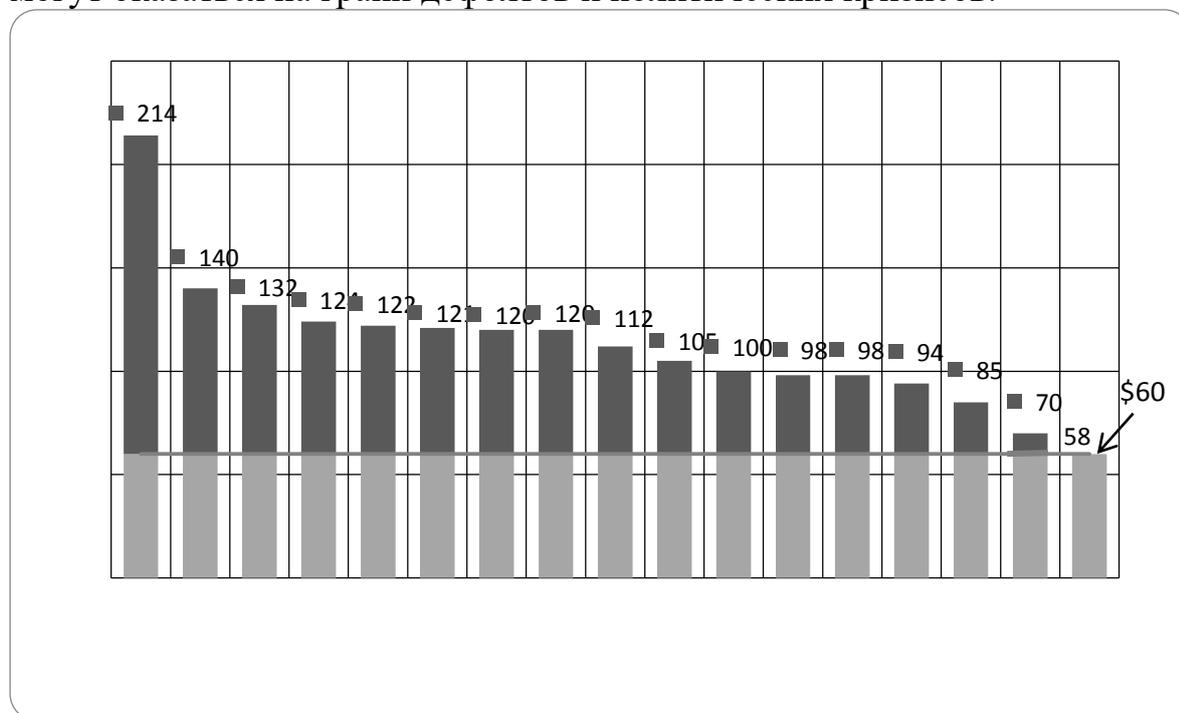


Рис.4. При какой цене нефти бюджет стран-экспортеров был бы бездефицитным в 2014 году [6].

Особенно сильное влияние падения мировых цен на нефть оказало на экономику России, бюджет которой в последние годы более чем на 50% формировался нефтегазовыми доходами, причем сбалансирован на 2014 г. он был при условии цены на нефть 100 долл./барр. Синхронно с падением нефтяных котировок, курс доллара к рублю стремительно вырос во втором полугодии 2014 г. с 36,01 рубл./долл. в августе до 55,89 рубл./долл. в декабре (+55,2%). В целом за шесть месяцев (с сентября 2014 г. по февраль 2015., включительно) курс рубля обрушился на 79,7 % до отметки 64,70 рубл./долл. (рис.5). Именно это действительно стало шоком для российской экономики, а не гипотетический вариант сценария её «шокового» развития в 2015 г. при цене нефти 90 долл./барр., разработанный МЭР РФ.

В тоже время падение нефтяных цен не явилось причиной торможения российской экономики, а скорее (в совокупности с западными антироссийскими санкциями) детонатором её быстрого перехода от стагнации к глубокой рецессии. Так, уже к IV-му кварталу 2014 г. темпы роста российской экономики снизились в 6,4 раза (!) с 4,5% в 2010 г. до 0,7%, хотя нефтяные цены держались на рекордно высоких отметках (табл.4). В IV-м квартале 2014 г. рост российской экономики прекратился. По оценке Минфина РФ падение нефтяных котировок и антироссийские санкции Запада ослабили российскую экономику в 2014 г. на 200 млрд.долл. (или «немного больше» - заявил глава МЭР А. Улюкаев), из которых 20-25% относятся к последствиям западных санкций [6].

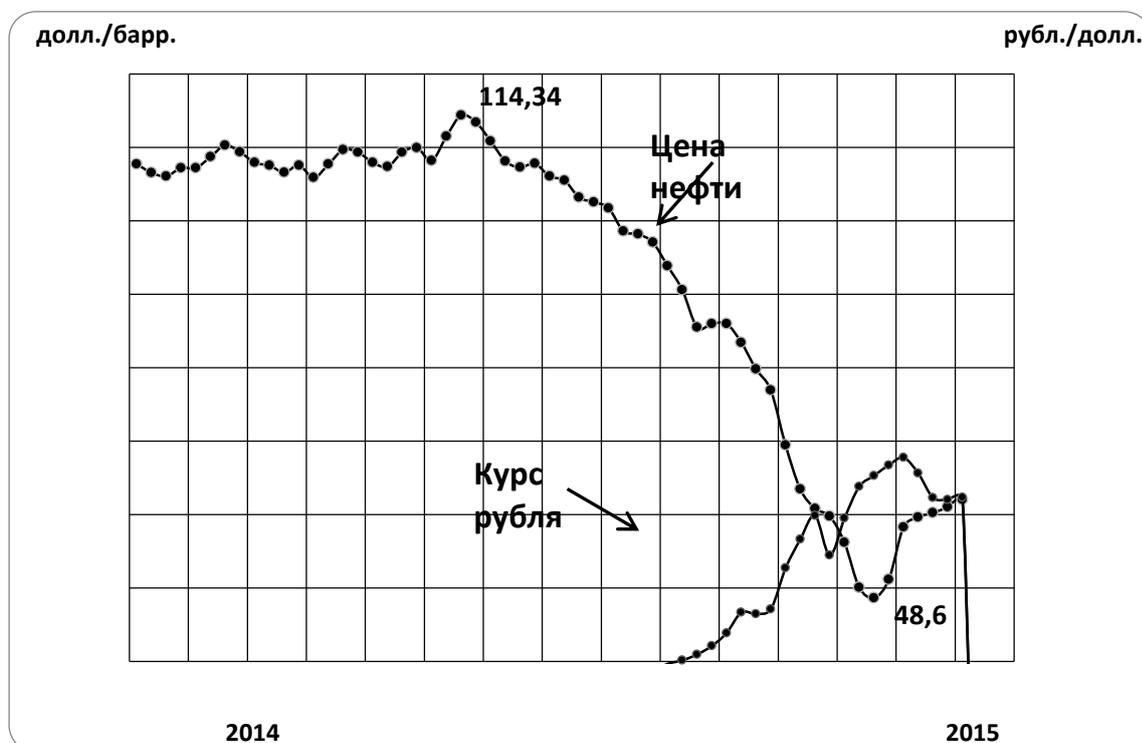


Рис.5. Ежедневная динамика мировых цен на нефть и курса рубля в 2014-2015 гг. (Источник: [3,7])

Динамика ВВП России за период 2009-2014 гг.

Таблица 4

| 009                       | 010  | 011 | 012  | 013 | 2014 |      |       |      |      | 2015<br>г.<br>прог<br>ноз |
|---------------------------|------|-----|------|-----|------|------|-------|------|------|---------------------------|
|                           |      |     |      |     | кв   | I кв | II кв | V кв | од   |                           |
| 7,7%                      | 4,5% | 4,3 | 3,4% | 1,3 | 0,9% | 0,8% | 0,7%  | ,0   | 0,6% | (-<br>3%)-(-7%)           |
| По данным: Минфина РФ [8] |      |     |      |     |      |      |       |      |      |                           |

Следует заметить, что даже при возможных в будущем высоких ценах на нефть фактор антироссийских западных санкций (по – видимому, «долгоиграющий»); вспомним о поправке Джексона-Вэника, действующей по отношению СССР, а потом и России, на протяжении почти 40 лет, с 1974 по 2012 гг.) будет оказывать угнетающее влияние на российскую экономику в целом и, в частности, на развитие нефтегазового комплекса России.

К чему привело падение мировых нефтяных цен отчетливо видно в прогнозах показателей социально-экономического развития России в 2015 г., выполненных различными экспертными группами - от официальных до независимых (табл.5).

Из-за выпадения большей части нефтегазовых доходов (а выручка Россия от продажи нефти в 2013 г. была 173,7 млрд.долларов) дефицит бюджета на 2015 г. составит 2,8 трлн.рублей, для восполнения которого и финансирования защищенных (пока защищенных) расходных статей бюджета из Резервного фонда планируется потратить 3,1 трлн. рублей дополнительно к тем 0,5 трлн. рублей, которые уже были израсходованы в 2014 г. При таких темпах заимствования Резервный фонд может обнулиться уже в конце первого полугодия 2016 г., поскольку на конец 2015 г. на его счетах останется только 1,7 трлн. рублей.

Прогнозы показателей социально - экономического развития России в 2015 г.

Таблица 5

| Показатели                    | МЭР       | ФБК     | ЦР НИУ «Высшая школа экономики» | Институт Гайдара |
|-------------------------------|-----------|---------|---------------------------------|------------------|
| ВВП                           | -3%       | -4%     | -7%                             | -6,8             |
| Инфляция                      | 12,2%     | 18%     | 15,2%                           | 17,1             |
| Цена на нефть (среднегодовая) | 50        | 50      | 50                              | 55               |
| Курс доллара (среднегодовой)  | 61,5 руб. | 75 руб. | 73 руб.                         | 64,5 руб.        |
| Инвестиции в основн. капитал  | -13,7%    | -10,0%  | -15,4%                          | -19,0%           |

Источник: [6].

Итак, очевидно, что экономика России вступила в полосу «тощих лет». Продлится ли это полоса в течение семи лет, как предсказывал в свое время оракул египетскому фараону или экономика России выйдет из

рецессии раньше - любой прогноз сегодня будет недостоверным. Ясно одно, что без смены парадигмы экономического развития, даже при возврате нефтяных цен к докризисному уровню, экономика страны будет в лучшем случае в состоянии вяло текущей стагнации со всеми социально - экономическими последствиями. Нефтегазовый фактор развития России себя, по-видимому, окончательно исчерпал. Нефть, похоже, перестала быть виагрой российской экономики.

### Литература

1. Миркин Я.М. Анатомия цены на нефть. <http://www.forbes.ru/ekonomica-column>
2. [www.opec.org/opec web/static](http://www.opec.org/opec_web/static)
3. [http:// macd.ru/stock/oil](http://macd.ru/stock/oil)
4. [www.bp.com/en/global/corporate](http://www.bp.com/en/global/corporate)
5. Молачиев А. С. Цены на нефть и мировая финансовая система: сложное взаимодействие. [www. energy strateg.ru/ ТЕК Str. razv4-2011.pdf](http://www.energy-strateg.ru/TEK-Str-razv4-2011.pdf)
6. [http: //www.aif.ru/money/economy](http://www.aif.ru/money/economy)
7. [www.banki.ru//productts /currency/usd](http://www.banki.ru/products/currency/usd)
8. [http: //info.minfin.ru/gdp.pdf](http://info.minfin.ru/gdp.pdf)

# **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК РАСЧЕТА ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС ОТ ИСПАРЕНИЯ**

## **(COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODOLOGIES FOR ESTIMATING THE TOTAL EVAPORATIVE LOSSES OF HYDROCARBONS FROM FIXED-ROOF TANKS)**

Лоповок С.С.

(научные руководители: профессор Максименко А.Ф.,  
профессор Дяченко И.Ф.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В общей сумме потерь нефти и нефтепродуктов значительную часть составляют потери от испарения нефтепродуктов с высокой упругостью паров и сырой нефти при их хранении и различных операциях, связанных с опорожнением и наполнением емкостей. В настоящее время в Российской Федерации действуют нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при хранении. Нормы естественной убыли при приеме и отпуске были признаны не подлежащими применению. Таким образом, потери нефти и нефтепродуктов при закачке и откачке из резервуаров принято считать технологическими потерями. Для их оценки министерством энергетики РФ были утверждены «Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом». Но некоторые компании остаются недовольными этой методикой. В частности, в газете «Ведомости» 19.02.2014г. была опубликована статья, в которой компания «Роснефть» в лице Сечина И.И. выражала свое недовольство по поводу учета потерь: «Он (Сечин И.И.) также недоволен учетом «Транснефтью» потерь нефти при транспортировке по методике Минэнерго, а не с учетом фактических величин. В итоге у монополии они составляют 0,3%, тогда как потери «Роснефти» в I квартале 2013 г. при транспортировке по межпромысловым нефтепроводам составили 0,185%. В год в системе «Транснефти» потери могут достигать 2 млн т, из которых 0,7 млн приходится на «Роснефть», продолжает Сечин».

В данной работе произведен сравнительный анализ различных методик расчета потерь нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» в резервуарах типа РВС. В частности, были проанализированы методики министерства энергетики РФ, Уфимского государственного нефтяного технического университета, работников НИИТранснефть. Сделан вывод о точности расчетов потерь и предложены способы улучшения рассматриваемых методик.

Расчет потерь от «больших дыханий» условно можно разделить на 3 этапа: расчет процесса откачки из резервуара, расчет простоя и расчет

закачки в резервуар. При этом оцениваются концентрации паров в паровоздушной смеси в момент окончания операций. Таким образом, чтобы найти концентрацию паров в конце процесса закачки (именно эта концентрация влияет на величину потерь), необходимо рассчитать концентрации в конце процессов откачки и простоя. С этой целью различными авторами были выведены критериальные уравнения, характеризующие процессы массоотдачи в резервуарах (табл.1).

Таблица 1. Критериальные уравнения массоотдачи.

| Уравнения, предложенные Абузовой Ф.Ф. и др. |  |
|---|--|
| Процесс откачки                             | $Sh_{om} = 0,02 \cdot Re_{om}^{0,84} \cdot Sc^{-3,08} \cdot \left(\frac{d_3}{D_p}\right)^{1,77} \cdot (1-C)^{-4,79}$                 |
| Процесс закачки                             | $Sh_3 = 1,063 \cdot Re_3^{0,412} \cdot Sc^{-0,382} \cdot \left(\frac{D_p}{H_2}\right)^{1,076} \cdot (1-C)^{-0,346}$                  |
| Процесс простоя                             | $Sh_{np} = 0,63 \cdot 10^{-3} \cdot Sc^{-1,013} \cdot (1+Gr)^{0,284} \cdot \left(\frac{H_2}{D_p}\right)^{0,838} \cdot (1-C)^{-6,74}$ |
| Уравнения, предложенные Коршаком С.А.       |  |
| Процесс откачки                             | $Kt_{np} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi^{0,403} \cdot Sc^{0,0932}$   |
| Процесс закачки                             | $Kt_{зак} = Kt_{np} \left(1 + 1,34 \cdot Sc^{1,327} \cdot \Delta\pi^{-0,655} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087}\right)$                     |
| Процесс простоя                             | $Kt_{om} = Kt_{np} \left(1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot Sc^{0,197} \cdot Re_{cp}^{0,569}\right)$                                       |

Величины, входящие в эти уравнения являются безразмерными критериями подобия. Эти критериальные уравнения используются при расчете потерь по методикам Уфимского государственного нефтяного технического университета, работников НИИТранснефть (Абузовой Ф.Ф, Мартяшовой В.А. и др.). В методике Минэнерго РФ делается допущение о том, что концентрация в конце процесса закачки равна концентрации насыщенных паров, что не всегда верно. На основании экспериментальных данных, взятых из диссертации С.А. Коршака, была произведена оценка точности критериальных уравнений при различных технологических операциях. Оценка точности проводилась по расчетам концентрации паров нефтепродуктов.

При закачке были рассчитаны концентрации и погрешности для 15-и измерений. При этом средняя погрешность при расчете с помощью критериальных уравнений, предложенных Коршаком С.А. составляет

10,5%. А при расчете с помощью формул Абузовой Ф.Ф. средняя погрешность составляет 5,8%. Следовательно, при расчете конечной концентрации в процессе закачки следует пользоваться критериальным уравнением, предложенным Абузовой Ф.Ф.

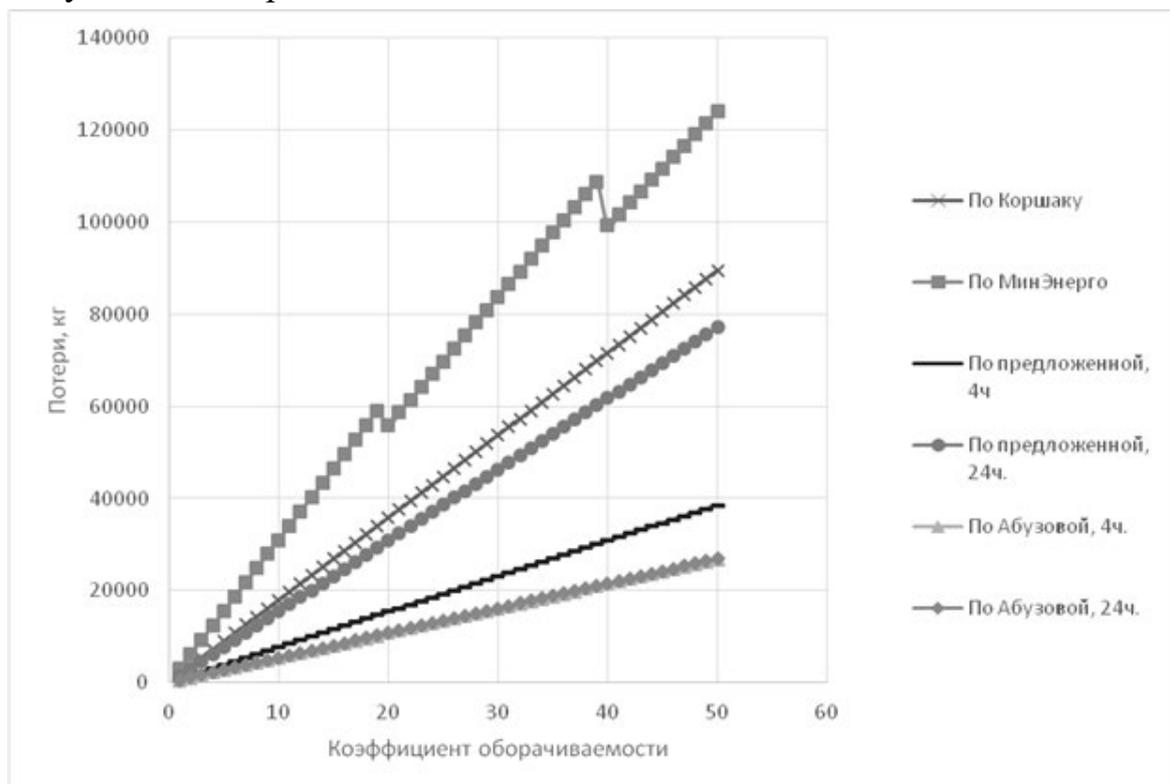
При простое расчет производился для 11-и измерений. При этом средние погрешности составляют 16,0% для уравнения Коршака С.А. и 43,9% для уравнения Абузовой Ф.Ф. Следовательно, процесс массоотдачи при простое точнее описывается с помощью уравнения Коршака С.А. и его следует использовать при расчете потерь.

При откачке из резервуара расчет производился для 44-х измерений. Средняя погрешность по формуле Коршака С.А. составляет 128,25%. По формуле Абузовой Ф.Ф. – 105,44%. При этом необходимо отметить, что концентрация паров в процессе откачки, рассчитанная по формуле Коршака С.А. растет, что не соответствует действительности. Тогда как концентрация, рассчитанная по формуле Абузовой Ф.Ф. падает, но не значительно. Поэтому погрешность при расчете концентрации существенная. В критериальном уравнении Абузовой Ф.Ф. определяющим параметром является число Рейнольдса ( $Re_{om}$ ). В уравнении оно возводится в степень 0,84. При изменении степени числа Рейнольдса точность расчетов концентрации паров возрастает. В частности, если число Рейнольдса будет возведено в степень 0,64, то погрешность расчетов станет равной 36,6%. При возведении в степень 0,44 погрешность станет равной 26,2%. Дальнейшее уменьшение степени не приводит к значительному изменению погрешности. Таким образом, для расчета процесса откачки предлагается использовать уравнение, выведенное Абузовой Ф.Ф., но с измененным показателем степени числа Рейнольдса.

В результате оценки критериальных уравнений предлагается при расчете потерь в резервуарах от «большого дыхания» использовать при простое – уравнение Коршака С.А., при закачке – уравнение Абузовой Ф.Ф., при откачке – измененное уравнение Абузовой Ф.Ф.

Был произведен расчет потерь в резервуарах по 4-ем методикам: методике Минэнерго, методике Уфимского государственного нефтяного технического университета, методике работников НИИТранснефть и методике, предложенной в работе. Расчет производился для резервуара типа РВС-5000, в котором хранится бензин. Давление насыщенных паров бензина равно 44000 Па. Так как одним из важнейших параметров при расчете количества потерь является время простоя резервуара после откачки, был произведен расчет потерь от «большого дыхания» при различном времени простоя (4 часа, 24 часа). Были рассчитаны потери от большого дыхания при 12-и различных температурах (каждый месяц) и взято среднее значение. Зависимость годовых потерь от коэффициента оборачиваемости резервуара при различных методиках расчета представлена на рисунке 1.

Рисунок 1. Потери от больших дыханий РВС-5000



Такой вид зависимости суммарных годовых потерь от коэффициента оборачиваемости, рассчитанных по методике МинЭнерго, можно объяснить чувствительностью методики к значениям данного коэффициента.

Из графика видно, что потери, рассчитанные по методике МинЭнерго не зависят от времени простоя резервуара. Это можно объяснить допущением, принятым при расчете (концентрация паров равна концентрации насыщения). Такая же ситуация наблюдается при расчете по методике Коршака С.А. Но в этом случае причина - неточность критериального уравнения при откачке (по уравнению Коршака концентрация в процессе откачке не падает). При расчете потерь по методике Абузовой Ф.Ф. видно, что потери не сильно зависят от времени простоя. Это так же можно объяснить неточностью критериального уравнения (по уравнению Абузовой Ф.Ф. концентрация в процессе простоя растет незначительно, что не соответствует действительности). Расчет по предложенной методике показывает, что величина потерь от «больших дыханий» резервуара значительно зависит от времени простоя резервуара.

Таким образом, разница между значениями потерь, рассчитанными по разным методикам увеличивается с уменьшением времени простоя резервуара. Так, при простое резервуара 4 часа и коэффициенте оборачиваемости равном 39, разность между годовыми потерями, вычисленными с помощью методики МинЭнерго и предложенной

методики составляет 78,8 тонн. По данным Росстата средняя цена бензина за 2014 год составляет 20946 рублей за тонну. При данных условиях, неточность в расчете в денежном эквиваленте может быть равной 1,65 млн. рублей в год с одного резервуара РВС-5000. При рассмотрении всей системы транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов, эта цифра может быть очень существенной. Поэтому очень важно вести правильный учет потерь в резервуарах от испарения.

### Литература

1. П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А. М. Шаммазов/ Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
2. Коршак С.А. / Совершенствование методов расчета потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП: Дис. канд. техн. наук : 25.00.19. –М.: РГБ, 2003
3. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом. – утверждено 20.08.2012г.
4. Лоповок С.С., научный руководитель: Максименко А.Ф. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами // тезисы докладов 68-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014», секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14-16 апреля, 2014г.
5. Максименко А.Ф., Лоповок С.С. / Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах от испарения // тезисы «круглого стола» «Трубопроводный транспорт углеводородов» на российской выставке с международным участием «Трубы и трубопроводные системы. Нефть. Газ. ЖКХ», 2014 г.
6. Н. Н. Константинов. / Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. – государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. Москва 1961.

**ОРДОВИКСКО-СИЛУРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ В ПЛАНЕ  
ФОРМИРОВАНИЯ В НИХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА  
(ORDOVICIAN-SILURIAN CARBONATE SEDIMENTS OF THE WEST  
SIBERIAN GEOSYNCLICE IN TERMS OF FORMATION OF  
RESERVOIR ROCKS AND OIL AND GAS)**

Мамедов О.Н., Нестерова А.С., Ковешников А.Е.  
(научный руководитель доцент Ковешников А.Е.)  
НИ ТПУ

Доюрские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) являются перспективным объектом для поисков пород-коллекторов и месторождений нефти и газа ввиду того, что они на территории ЗСГ изучены в наименьшей степени ввиду значительной удаленности данных пород от поверхности и больших затрат на проведение буровых работ.

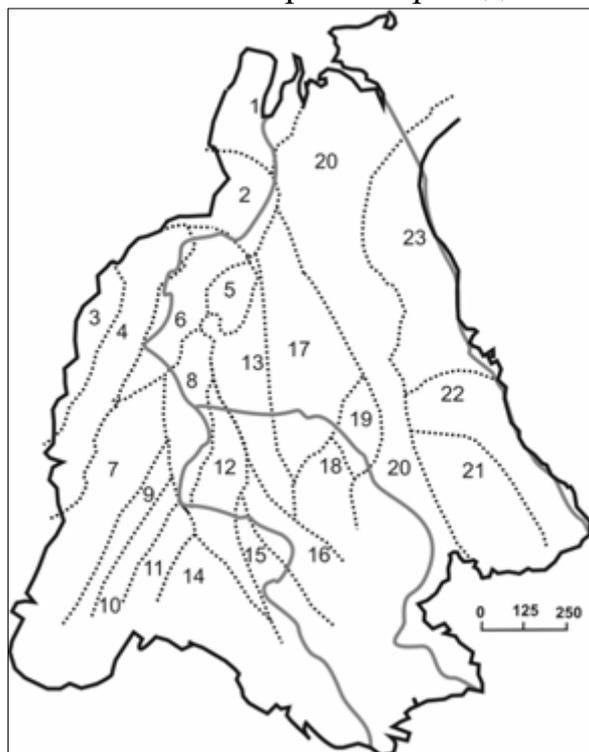


Рис. 1. Схема структурно-фациального районирования палеозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы [1, 2]. Структурно-фациальные районы (СФР): 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 – Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 7 – Шаимский; 8 – Красноленинский; 9 – Тюменский; 10 – Косолаповский; 11 – Уватский; 12 – Салымский; 13 – Усть-Балыкский; 14 – Ишимский; 15 – Тевризский; 16 – Туйско-Барабинский; 17 – Варьеганский; 18 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский.

Вся территория ЗСГ подразделена на 23 структурно-фациальных района, характеризующиеся особенностями литологического состава

доюрских отложений, их мощностью, особенностями распространения отложений того или иного возраста и рядом других особенностей (рис. 1).

По общепринятой модели месторождений нефти и газа приурочены к горизонту НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта) доюрских и мезозойских отложений. Это коры выветривания, сформированные в период континентального стояния региона (пермь - триас). Проведенные нами [3] ранее исследования по изучению вещественного состава, коллекторских свойств карбонатных, кремнисто-карбонатных и кремнисто-глинистых пород доюрского комплекса ЗСГ позволили выявить новый поисковый объект, приуроченный к образованиям указанного выше состава.

Здесь силурийские известняки, лишенные терригенной примеси, преобразованы процессами гидротермальной доломитизации вплоть до формирования доломитов замещения. Породы-коллекторы приурочены к зоне проявления процессов гипергенеза (доюрская поверхность), что соответствует концепции формирования перспектив нефтегазоносности в привязке к горизонту НГГЗК. Кроме этого, нами выявлены зоны развития пород-коллекторов, которые отделены от зоны проявления процессов гипергенеза участками развития пород-неколлекторов, что явно указывает на то, что эти зоны являются участками трещинной гидротермально-метасоматической проработки (рис 2).

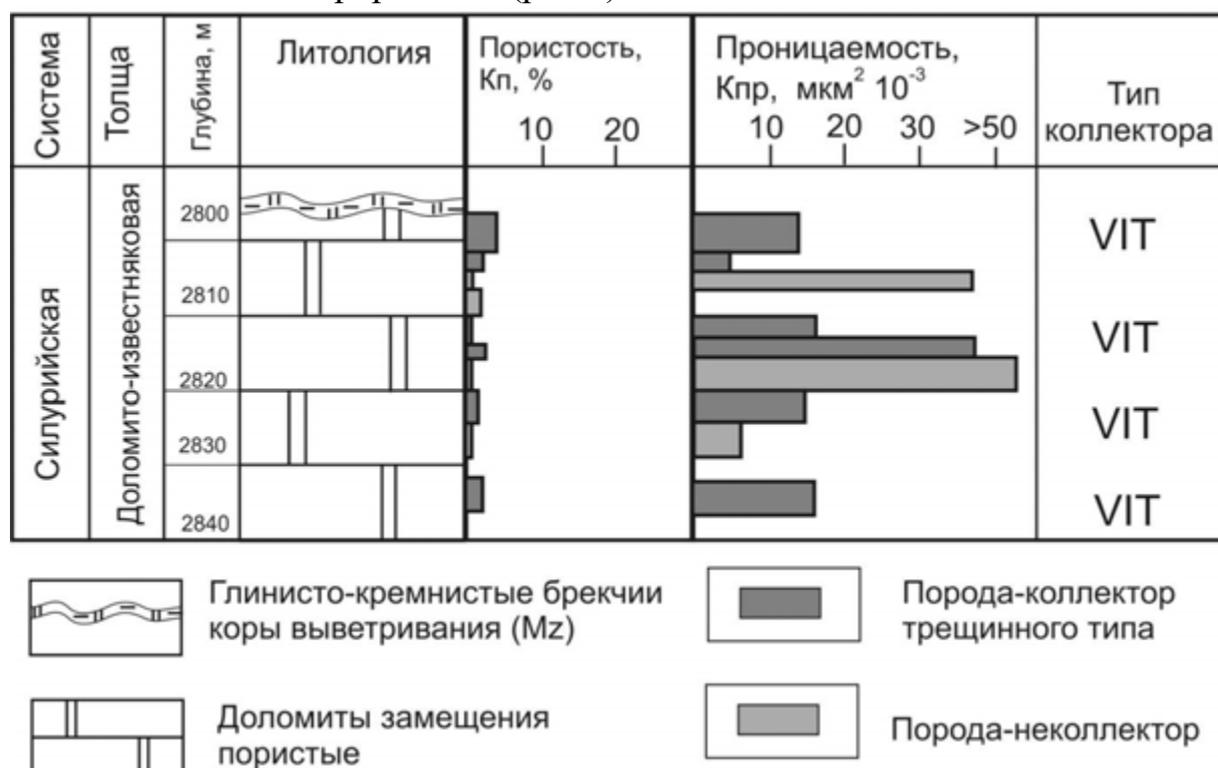


Рис. 2. Развитие гидротермально-метасоматических трещинных пород-коллекторов в силурийских карбонатных породах Ньюрольского СФР (Северо-Останинская скважина 5). Тип коллекторов отделен по К.И. багринцевой с добавлениями [1].

Для кремнисто-карбонатных, кремнисто-глинистых и карбонатных образований различного возраста, развитых в пределах Нюрольского СФР установлено широкое развитие таких трещинных гидротермально-метасоматических пород-коллекторов трещинно-каверно-порового типа, развитые ниже горизонта НГГЗК, которые ввиду своей линейности, объединяющие участки развития пород-коллекторов, приуроченных к эрозионным выступам доюрского рельефа, сформированным как коры выветривания, в единую систему [4].

Ввиду того, что кремнисто-карбонатные и кремнисто-глинистые образования приурочены к узкому возрастному диапазону (верхний девон-нижний карбон) и имеют в пределах ЗСГ локальное распространение, основное внимание при проведении исследований было направлено на установление площадей формирования доюрских карбонатных отложений, лишенных терригенной примеси, того или иного возраста. В настоящей статье рассмотрен литологический состав ордовикских и силурийских отложений ЗСГ, формирующих карбонатные платформы, в которых, при их детальном изучении, могут быть открыты новые месторождения трещинного гидротермально-метасоматического генезиса. Если принять, что расположение трещинных зон, ведущих к формированию данного поискового объекта, распределяется по площади ЗСГ приблизительно равномерно, то мощность доюрских отложений того или иного возраста и площадь их распространения будут иметь прямую связь с перспективами этих конкретных отложений для формирования в них пород-коллекторов, и связанных с ними месторождений нефти и газа.

Ордовикские и силурийские отложения на территории Западно-Сибирской геосинеклизы представлены: В Тагильском СФР они начинаются толщей ( $O_1t-S_2ld$ ) базальтов, туфоконгломератов, кремнистых сланцев, линзами известняков, которые несогласно перекрывают образования протерозойского возраста и имеют суммарную мощность 1500 м. Данные отложения вскрыты скважинами Игримской разведочной площади. В пржедольском веке позднего силура формировались отложения толщи ( $S_2p$ ), сложенной трахибазальтами и их туфами, конгломератами, сланцами, известняками. Нижняя и верхняя границы согласные, проведены условно. Мощность отложений толщи составляет более 50 м.

На территории Березово-Сартыньинского СФР ордовикско-силурийские отложения представлены ахтынтурской толщей ( $O_1t-S_2p$ ), сложенной такими кремнистыми породами, как яшмы, кремнисто-глинистые сланцы, содержащими фауну радиолярий. Мощность толщи 150 м. Границы толщи несогласные. Типовой разрез установлен по скважине Ахтын-Турская 201.

В пределах Шеркалинского СФР отложения ордовика представлены филипповской толщей ( $O_1t-S_1v$ ), которую слагают серые, зеленовато-серые

серицитовые, глинистые, кремнисто-углистые сланцы с рассланцованными и метаморфизованными конгломерато-гравелитами, кварцитовидными олигомиктовыми песчаниками. Мощность толщи более 500 м. Нижняя граница проводится условно, верхняя проводится по границе нижнего и среднего силура. Типовой разрез установлен по Филипповской разведочной площади (скважины 4, 6, 9). Название принято на Тюменском стратиграфическом совещании в 1990 году. Для лудловского века позднего силура установлен перерыв в осадконакоплении. В придольском веке позднего силура начинает формироваться ловинская толща ( $O_2lv-D_{2ef}$ ), сложенная кремнисто-глинистыми сланцами, метаморфизованными известняками, базальтами, туфами. Суммарная мощность отложений составляет 1200 м. Развитие ловинской толщи установлено только для части территории Шеркалинского СФР. Данные отложения вскрыты бурением скважинами 811 и 36Р Ловинской разведочной площади.

Далее на востоке пределах Красноленинского СФР ордовикско-силурийские отложения представлены толщей ( $O_1l-S_2p$ ) эпидотизированных, амфиболизированных, альбитизированных андезитов и метабазальтов. Возраст толщи соответствует ордовикской и силурийской системам в их полном объеме. Вскрытая бурением мощность толщи составляет более 50 м. (скважина Эргинская 48).

Для Тюменского СФР ордовикские отложения бурением не установлены, силурийские образования представлены заозерной тощей ( $S_1l-S_2p$ ), сложенной песчаниками, светло-серыми аргиллитами, тонкоритмичными мергелями мощностью 500 м.

В пределах Уватского СФР в течение раннего и среднего ордовика формировалась толща ( $O-S$ ), сложенная сланцами, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, кварцитами, известняками, содержащими мелкие тела эффузивов основного и среднего состава. Суммарная мощность толщи составляет 2000 м. В позднем ордовике ( $O_3a\check{s}$ ) на этой территории изливались лавы базальтов, андезибазальтов, дацитов, накапливались их туфы. Суммарная мощность до 375 м.

На территории Ишимского СФР ордовикские отложения представлены толщей ( $O_{2-3}$ ), сложенной известковистыми песчаниками, кремнисто-глинистыми сланцами. Вскрытая бурением мощность отложений составляет более 50 м. Нижняя граница толщи не установлена, верхняя – эрозионная. Силурийские отложения бурением не вскрыты.

В пределах Тевризского СФР ордовикские отложения представлены калачинской толщей ( $\epsilon_2-O_2l$ ), сложенной метаморфизованными глинистыми породами. Вскрытая бурением мощность отложений составляет более 50 м.

В пределах Варьеганского СФР ордовикской системе соответствует полуденная толща ( $O_1t-O_3a\check{s}$ ), названная по одноименной разведочной площади, разделенная на верхнюю и нижнюю части. Нижнюю часть

слагают красноцветные конгломераты, песчаники, реже – линзы черных илистых известняков с фауной. Верхняя часть толщи выполнена темными глинистыми комковатыми известняками с фауной. Вскрытая бурением мощность толщи составляет более 100 м. Типовой разрез установлен по скважине Полуденная-322 (интервал 2874-2883 м). В пржидольском веке верхнего силура начинает формироваться толща ( $S_{2p}$ - $D_{1p}$ ), представленная черными глинистыми сланцами, известняками (суммарная мощность – более 100 м).

В пределах Нюрольского СФР низам и верхам среднего ордовика соответствуют образования терригенной толщи ( $\epsilon_{2-3}$ - $O_{2ld}$ ), выделенная нами [1] по литологическим данным. Верхам среднего и позднего ордовика соответствуют отложения павловской толщи ( $O_{2k}$ - $O_{3a\check{s}}$ ), сложенной зеленоцветными рассланцованными известняками, известковистыми алевролитами, аргиллитами, песчаниками, имеющими средне-верхнеордовикский возраст и мощность более 250 м. Нижняя и верхняя границы толщи проведены условно. Стратотип принят по скважине Мыльдзинская-56 (интервал 2509,0-2759,6 м).

Отложения силура представлены образованиями бассейнового и рифогенно-аккумулятивного комплексов. Отложения бассейнового комплекса представлены (снизу вверх): Большеичской свитой ( $S_{2ld}$ - $S_{2p}$ ), сложенной витрокластическими туфами, андезитами, базальтами (лудловский ярус верхнего силура, мощность более 208 м). Свита названа по р. Большая Ича, правому притоку р. Тары в Новосибирской области. Стратотип установлен по скважине Майзасская-1 (интервал 3892-3650 м); Майзасской свитой ( $S_{2p}$ ), сложенной известняками, голубоватыми мергелями, туфами, эффузивами (пржидольский ярус верхнего силура, мощность около 200 м). Свита названа по р. Майзас в Новосибирской области. Стратотип установлен по керну скважины Майзасская-1 (интервал 3650-3237 м). Сходные отложения установлены по скважине Сельская-1 (интервал 2742-2690 м). Отложения рифогенно-аккумулятивного комплекса представлены: Межовской свитой ( $S_{2ld}$ - $S_{2p}$ ), названной по с. Межовка в Новосибирской области, сложенной белыми доломитизированными известняками, доломитами (возраст – верхний силур, мощность около 380 м).

На территории Вездеходный СФР, ордовик представлен няргинской толщей ( $O_{1t}$ - $O_{3a\check{s}}$ ), ордовикского возраста, сложенной темно-серыми известняками сгустковыми, водорослевыми, с примесью глинистого материала, с линзами алевролитов, доломитизированные (мощность около 200 м). Типовой разрез установлен по скважине Няргинская-1 (интервал 2757-2950 м). Силурийские отложения представлены лымбельской толщей ( $S_{1l}$ - $S_{2p}$ ), сложенной темно-серыми и вишнево-красными аргиллитами, мергелями, глинистыми и глобидными известняками (мощность около 150 м). Толща названа по р. Лымбелька, правому притоку р. Томь в

Томской области. Стратотип определен по керну скважины Северо-Лымбельская-1 (интервал 2820-2970 м). Отложения толщи установлены также в пределах Малохетской, Северо-Лымбельской и Няргинской разведочных площадей.

На основе изложенных выше данных были построены литолого-фациальные карты для отложений ордовика и силура, сформированных на территории ЗСГ.

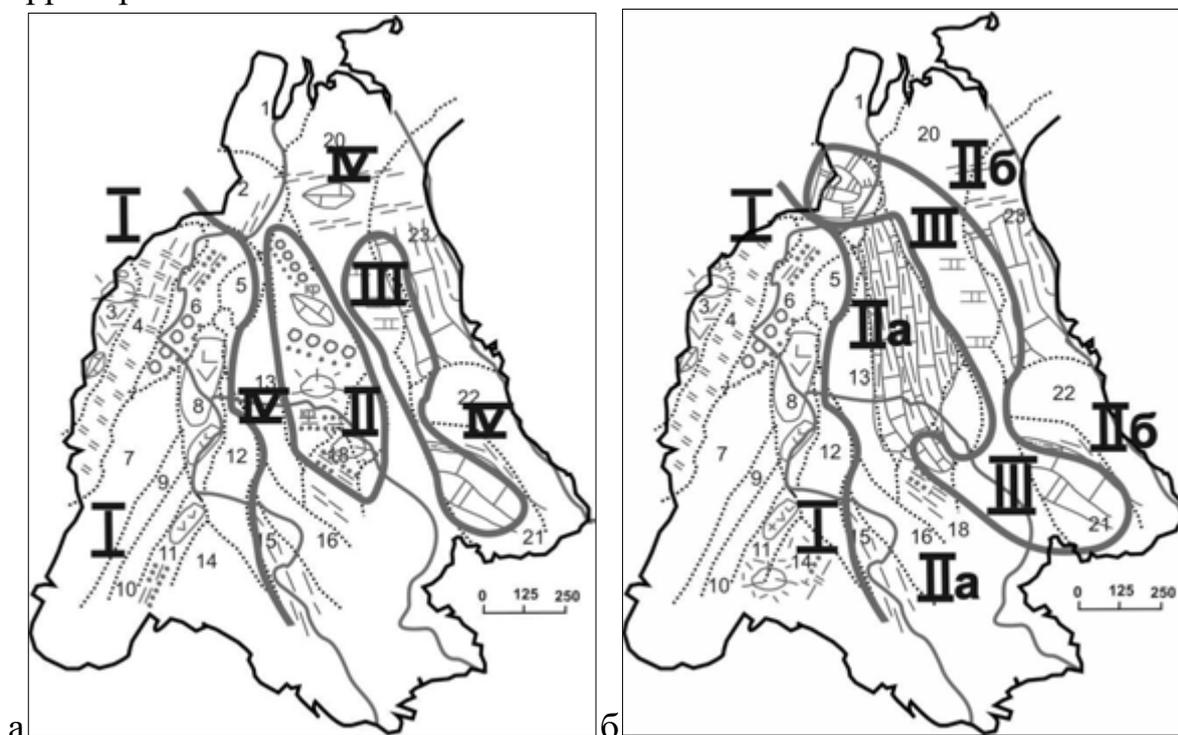


Рис. 3. Отложения нижнего (а), среднего и верхнего ордовика (б) ЗСГ.

В раннем ордовике (рис. 3) на территории ЗСГ выявлено 4 литолого-фациальных зоны. Зоне 1 соответствует накопление терригенных отложений, излияния лав основного и среднего состава, формирование глинистых отложений. Они сосредоточены в юго-западной части ЗСГ. К центральной части ЗСГ приурочена территория суши, в пределах которой формировались красноцветные и буроцветные терригенные отложения, на локальных участках накапливались известняки. Этот район Варьеганского и, частично, Нюрольского СФР, с востока от которого существовала территория накопления карбонатных отложений, соответствующая западным частям Вездеходного и Ермаковского СФР, какой-то части Колпашевского СФР, отложения которого уничтожены в период континентального стояния региона (пермь - триас). Восточнее этой зоны развиты относительно глубоководные глинистые известняки (Вездеходный, Ермаковский СФР).

Сформированные в среднем и позднем ордовике в пределах ЗСГ отложений распределены следующим образом (рис. 3.). В юго-западной части ЗСГ унаследовано накапливались кремнистые, глинистые

терригенные образования, изливались лавы среднего и основного состава. Образования карбонатной платформы продолжило формироваться на части Ермаковского, Вездеходного и Колпашевского СФР. Эта зона получила продолжение на северо-запад, где в пределах Новопортовского СФР стали накапливаться доломиты и доломитизированные известняки. Расположенная к востоку от участка формирования карбонатной платформы зона относительно глубоководных глинистых известняков также сохранилась унаследовано. Изменения коснулись только центральной части ЗСГ, где ранее существовали участки размываемой суши и накапливались красноцветные и буроцветные терригенные образования. Здесь стали накапливаться относительно глубоководные глинистые известняки (Варьганский, Нюрольский СФР). Такое изменение отразилось и на некотором увеличении площади карбонатонакопления при формировании отложений среднего-позднего ордовика.

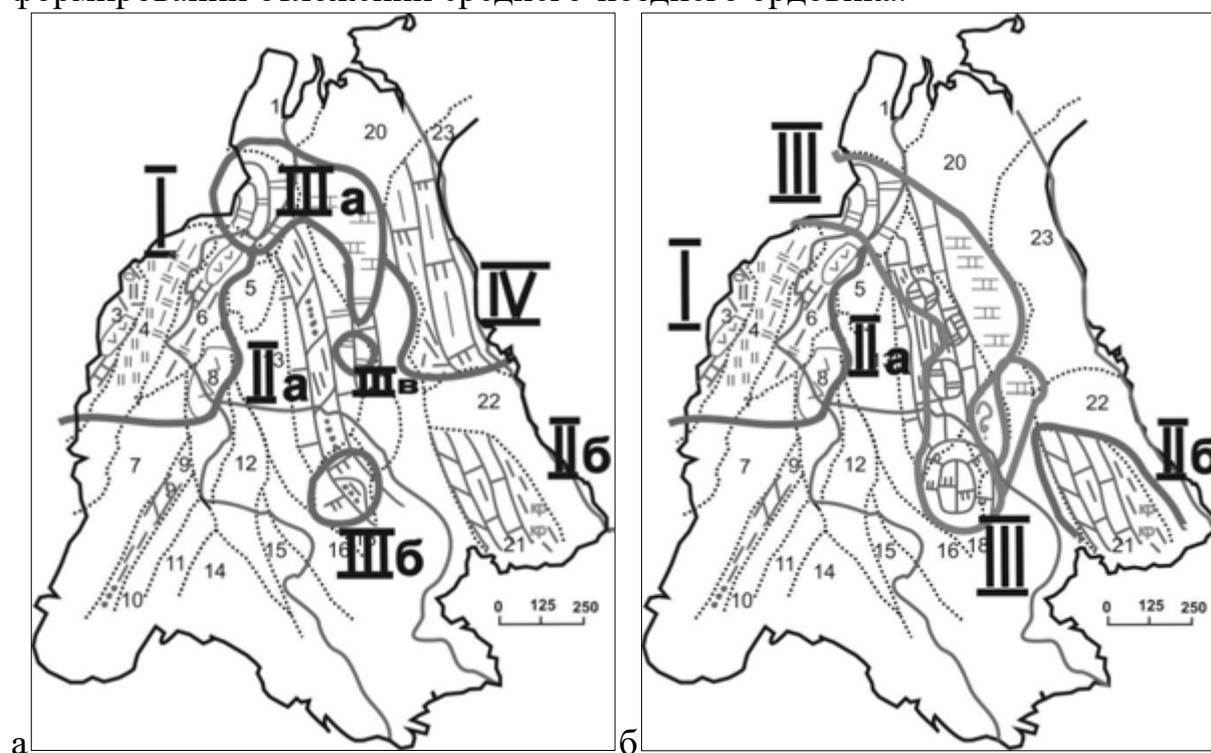


Рис. 4. Отложения нижнего (а) и верхнего (б) силура ЗСГ.

Для отложений нижнего силура, в целом, отмечается унаследованность расположения зон, сформированных в позднем ордовике (рис. 4.). Отличие заключается в некотором обмелении моря в центральной части ЗСГ, что привело к возникновению и размыву некоторых участков суши, формированию на месте глинистых известняков, известняков, в которых глинистая составляющая присутствует, но ее появление может быть связано с формированием туфов (Ермаковский СФР) и размывом ранее сформированных глинистых отложений. Участки карбонатонакопления существовали в пределах Новопортовского СФР, на локальных участках Варьганского и Нюрольского СФР.

Для отложений верхнего силура (рис. 4) можно говорить о унаследованном развитии тех же, выделенных ранее зон, с существенным возрастанием площади накопления карбонатных отложений в пределах Варьеганского, Нюрольского, возможно, части Копашевского СФР.

Отдельно для формирований карбонатных отложений, выявленных на территории ЗСГ, для образований ордовикского и силурийского возраста построены карта распространения образований карбонатных платформ (рис. 4).

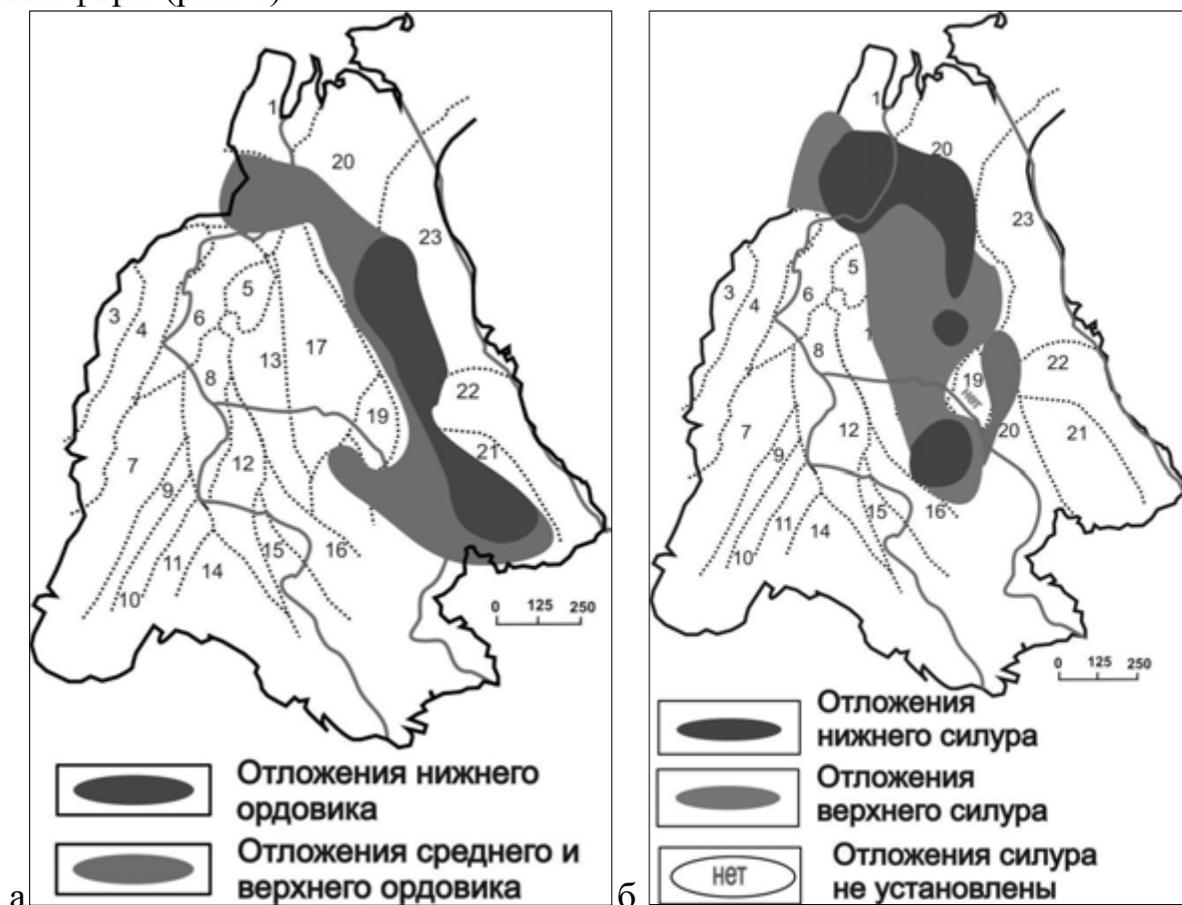


Рис. 4. Распространений образований карбонатных платформ, сформированных на территории ЗСГ в ордовике (а) и силуре (б).

В раннем ордовике площадь карбонатонакопления незначительна. В среднем и верхнем ордовике эта площадь значительно увеличилась. Такое перераспределение участков мелководья, которым соответствуют площади накопления карбонатных отложений, лишенных терригенной примеси, косвенно указывает на проявление в начале ордовика регрессии, которая сменилась незначительной трансгрессией в конце ордовика, что и привело к увеличению площади карбонатонакопления.

Для нижнего силура характерно уменьшение площади карбонатонакопления, по сравнению с поздним ордовиком. Можно предположить новое проявление регрессии которая в верхнем силуре сменяется новой трансгрессией и некоторым увеличением площади

формирования карбонатной платформы, приуроченной к центральной и северной частям ЗСГ.

На основании всего вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. В раннем ордовике карбонатонакопление установлено в восточной части ЗСГ в виде полосы субмеридионального простирания, к западу от которой установлены участки суши, которые далее на запад и в северном направлении сменяются глинистыми породами. В юго-западной части ЗСГ существовали участки суши, изливались эффузивные породы, происходило кремненакопление.

2. В среднем и позднем ордовике зона карбонатонакопления незначительно сместилась на северо-запад, карбонатонакопление по площади увеличилось.

3. В раннем силуре карбонатонакопление осуществлялось на ограниченной площади, в центральной и северо-западной частях ЗСГ.

4. В среднем и верхнем силуре карбонатные платформы карбонатонакопления осуществлялось в центральной части ЗСГ в виде полосы северо-западного простирания, при сохранившемся участке кремненакопления в западной части ЗСГ.

### Литература

1. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
2. Исаев Г.Д., Макаренко С.Н., Раабен М.Е., Биджаков В.И., Коптев И.И. Геологическое строение доюрского основания Западно-Сибирской плиты в пределах Кеть-Тымского междуречья. – Новосибирск, 2003. – 34 с. (Новосибирский государственный университет).
3. Ковешников А. Е. Литология и закономерности размещения пород-коллекторов в палеозойских отложениях Томской области : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Ковешников Александр Евгеньевич; Сиб. НИИ геологии, геофизики и минер. сырья. – Новосибирск, 1990. – 21 с.
4. Ковешников А.Е. // Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы// Известия Томского политехнического университета. - 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 105-110.
5. Решения межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск, 1999. – 80 с.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ УЧАСТКОВ НЕДР С ЗАЛЕЖАМИ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ДОБЫЧА КОТОРОГО  
ОСЛОЖНЯЕТСЯ НАЛИЧИЕМ ПРИРОДООХРАННЫХ  
ТЕРРИТОРИЙ**

**(IMPROVEMENT OF SUBSOIL USE ECONOMIC PROCESSES OF  
SUBSURFACE SITES WITH HYDROCARBON DEPOSITS WHICH  
PRODUCTION IS COMPLICATED BY THE PRESENCE OF NATURE  
RESERVE AREAS)**

Мартиросян К.В.

(научный руководитель - профессор Андреев А.Ф.)

ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический  
нефтяной институт»

Характерная черта современной российской экономики - это направленность на эксплуатацию углеводородных ресурсов, поэтому нефтегазовая отрасль есть одна из важнейших народнохозяйственных отраслей. Многие проблемы национальной экономики решаются за счёт эксплуатации минерально-сырьевой базы.

В настоящее время уделено много внимания трудноизвлекаемым запасам нефти, к которым относятся запасы залежей или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания и (или) физическими свойствами. Однако имеются значительные залежи нефти и газа, добыча которых осложняется наличием особо охраняемых территорий и высоким риском негативного влияния на окружающую природную среду.

В Российской Федерации особо охраняемые природные территории регулируются Федеральным законом от 14 марта 1995 г. № 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях". Согласно указанному нормативному акту, различаются такие категории указанных территорий как: государственные природные заповедники, в том числе биосферные заповедники; национальные парки; природные парки; государственные природные заказники; памятники природы; дендрологические парки и ботанические сады. На этих территориях запрещены работы по разведке и разработке полезных ископаемых.

Однако на практике часто возникают ситуации, когда именно наличие скоплений больших количеств тяжелых фракций углеводородов в низинных частях заповедников, парков и других охраняемых территорий могут спровоцировать негативные воздействия на окружающую среду. Это может приводить к возгоранию, загрязнению источников питьевого водоснабжения и поверхностных водоемов и водотоков и т.п. Такие ситуации часто возникают в случаях, когда на рассматриваемых территориях до присвоения им соответствующего статуса велись работы

по геологоразведке и введению в эксплуатацию залежей углеводородов. В этих случаях территориальными органами после проведения экспертизы промышленных работ и их влияния на окружающую среду рекомендуется добывать углеводородное сырье с целью снижения экологического риска возникновения аварийных ситуаций. Вследствие чего, по решению областных правительств месторождения или части месторождений выводятся из зоны особо охраняемых территорий и выделяются лицензионные участки недр.

Анализ текущего состояния недропользования и изученности недр показал, что в настоящее время около 530 млн.т нефти, 830 млрд. м<sup>3</sup> газа и 43 млн.т конденсата (запасы категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>) располагается в пределах особо охраняемых природных территорий.

Из 2489 месторождений углеводородов 191 полностью или частично располагается в пределах природоохранных зон. Кроме того, в целом по стране возможен прирост добычи нефти 52,9 млн.т, прирост добычи конденсата 4,31 млн.т, а также добычу газа возможно увеличить на 82,9 млрд.м<sup>3</sup> за счет ввода рассматриваемых месторождений в эксплуатацию.

Это прирост возможен только при тщательном мониторинге состояния недр в зоне воздействия добывающего предприятия, комплексе экологических мероприятий, направленных на сохранение объектов животного и растительного мира, при ведении мероприятий противопожарной безопасности, размещении отходов производства и потребления, рекультивации нарушенных земель и лесовосстановления, переликвидации и переконсервации экологически опасных скважин, пробуренных в период, когда территориям не было присвоено статуса особо охраняемых территорий.

Для обеспечения производства всего комплекса работ по эксплуатации месторождений и транспорта углеводородов на участках недр, выведенных из зоны природоохранных территорий по решению областных правительств, важным для сохранения состояния недр, животного и растительного мира является внедрение наилучших доступных технологий, как при добыче, так и транспортировке углеводородного сырья. Данные технологии будут направлены на обеспечение минимизации влияния на все компоненты окружающей среды.

Проведение указанных экологических мероприятий требует значительных капитальных затрат в инвестиционные проекты разработки месторождений нефти и газа. На примере трех конкурсных месторождений Оренбургской области, расположенных на территории, выведенной из зоны Национального парка по решению территориальных органов, рассмотрим увеличение себестоимости добычи нефти по сравнению со средним значением себестоимости по региону (рис.1).

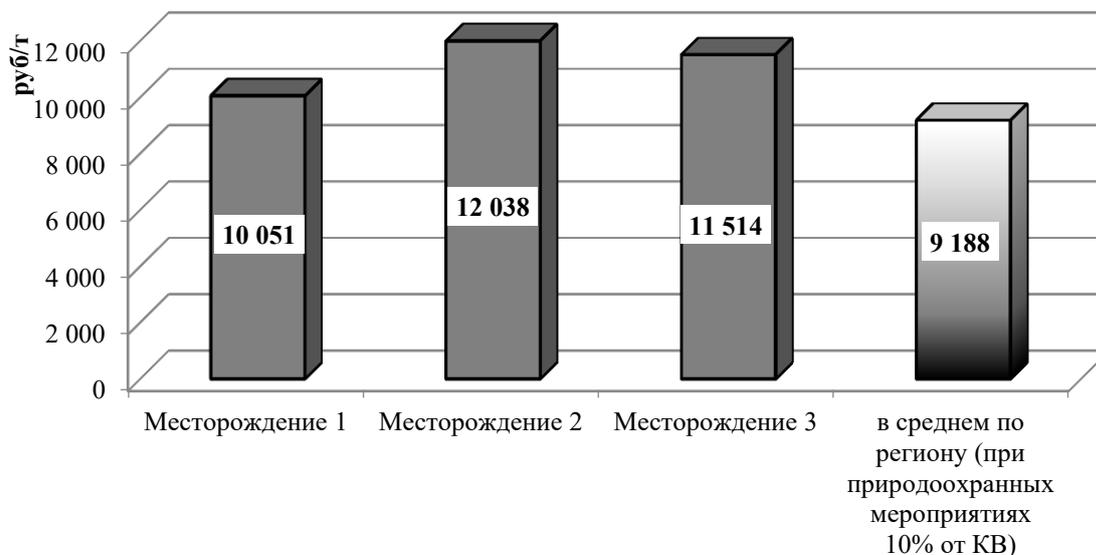


Рис. 1. Сравнение себестоимости по месторождениям Оренбургской области, расположенных на территории, выведенной из зоны Национального парка, со средним значением себестоимости по региону.

Как видно из рисунков выше, расходы на освоение и разработку месторождений, граничащих с природоохранными территориями и, следовательно, требующих большие капиталовложения, превышают затраты на месторождения с аналогичным геологическим строением, физико-химическими свойствами и местоположением в среднем от 860 до 2860 руб в расчете на тонну добытой нефти.

Анализ научных трудов отечественных и зарубежных ученых показывает, что проблема учета фактора экологического риска при расчете экономической эффективности проектов разработки находится в незавершенной стадии. Учет экологического фактора в проектах освоения и разработки месторождений, граничащих с особо охраняемыми территориями, требует проработки для дальнейшего вовлечения в расчеты и анализ проектных документов нефтегазовых компаний.

В связи с вышесказанным, оценка геолого-экономической эффективности инвестиционных проектов освоения и дальнейшей эксплуатации месторождений нефти, граничащих с особо охраняемыми природными территориями, должна проводиться с учетом поправки на экологический риск к показателям экономической эффективности разработки месторождений.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ  
ЗАЛЕЖИ НЕФТИ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМ ТИПОМ  
КОЛЛЕКТОРА  
(FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF COMPLEX DEPOSITS OF  
OIL FRACTURED POROUS RESERVOIR TYPE)**

Мартюшев Д.А.

(научный руководитель профессор Мордвинов В.А.)

Пермский национальный исследовательский политехнический  
университет

В настоящее время одним из направлений поддержания уровня и увеличения добычи нефти в Пермском крае является вовлечение в активную разработку нефтяных залежей, приуроченных к сложнопостроенным и низкопроницаемым карбонатным коллекторам турнейско-фаменского возраста. Их особенностями являются сложная фильтрационно-емкостная характеристика, связанная с наличием пустот различного типа (трещины, поры, каверны), высокие значения газосодержания пластовой нефти и давления насыщения нефти газом. Разработка таких залежей должна осуществляться с постоянным мониторингом забойных давлений и коэффициентов продуктивности добывающих скважин.

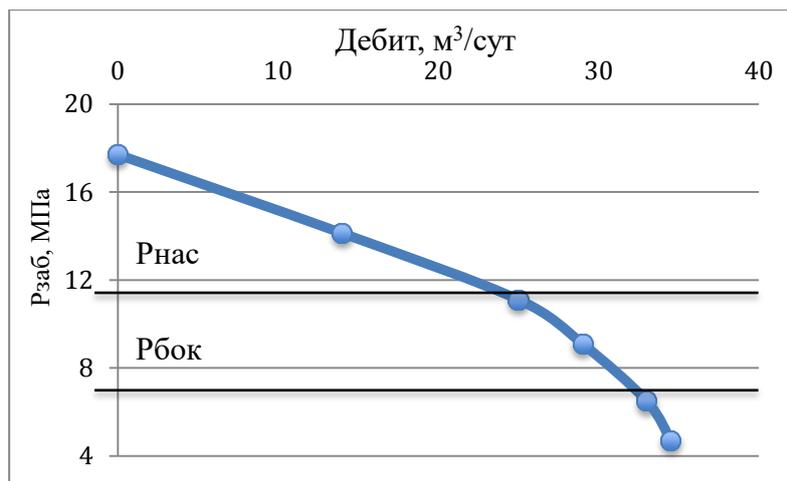
Для удержания вертикальных трещин в продуктивном пласте в раскрытом состоянии пластовое давление жидкости должно превышать боковое горное давление, которое определяется с учетом коэффициента бокового распора  $P_{бок} = P_{гор} \cdot K_{бок}$ . Вертикальное горное давление ( $P_{гор}$ ) при средней плотности горных пород  $2700 \text{ кг/м}^3$  для условий турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения (Пермский край) составляет 48,2 МПа. Коэффициент бокового распора  $K_{бок} = \frac{\nu}{1-\nu}$ , где  $\nu$  – коэффициент Пуассона. Формула для  $\nu$  для карбонатных коллекторов Пермского края была предложена В.Д. Викториным [1]:

$$\nu = 0,2 - 0,006 \cdot m_{абс}$$

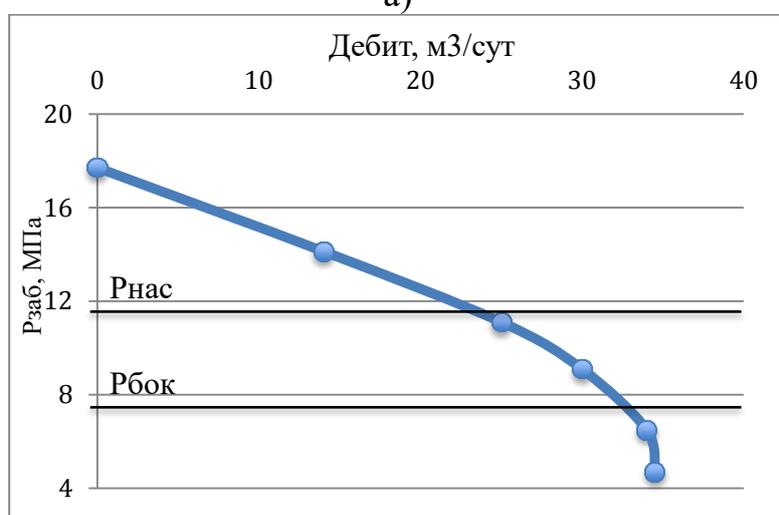
где  $m_{абс}$  – полная пористость горной породы, %.

При  $m_{абс} = 11\%$ ,  $\nu = 0,134$  и  $K_{бок} = 0,155$  боковое горное давление составляет 7,45 МПа, что согласуется с результатами, представленными в работе [2].

На рис.1 приведены построенные по данным гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов индикаторные диаграммы. В области  $P_{заб} > P_{бок}$  диаграммы представляют слабо искривлённые при давлениях ниже  $P_{нас}$  линии в сторону оси  $P_{заб}$ ; в области  $P_{заб} < P_{бок}$  наблюдается сильное искривление линий в сторону оси ординат, что связано, очевидно, с уменьшением раскрытия трещин при деформациях коллектора [3].



а)



б)

Рис.1. Индикаторные диаграммы по скв.39 (а) и 42 (б) Озерного месторождения

Отдельные карбонатные залежи Верхнего Прикамья, включая залежь Т-Фм Озерного месторождения, характеризуются тем, что часть залежи в виде рифового гребня обладает открытой естественной трещиноватостью, а в низкорельефных участках трещины заполнены микритовым материалом [4].

В таблице 1 и 2 представлена динамика  $K_{\text{прод}}$  по скв. 429 и 430 Озерного месторождения. Скв. 429 находится в зоне рифового гребня и характеризуется открытой естественной трещиноватостью коллектора, скв. 430 относится к низкорельефному участку залежи.

Таблица 1

| Дата    | Дебит,<br>м <sup>3</sup> /сут | P <sub>пл.тек.</sub> ,<br>МПа | P <sub>заб.</sub> ,<br>МПа | P <sub>заб./P<sub>бок</sub></sub> | K <sub>прод.</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /(сут · МПа) | K <sub>общая</sub> ,<br>10 <sup>-3</sup><br>· мкм <sup>2</sup> | K <sub>трещ.</sub> ,<br>10 <sup>-3</sup><br>· мкм <sup>2</sup> |
|---------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|---|--|--|
| 05.2006 | 42                            | 12,10                         | 11,4                       | 1,53                              | 60,00   | 89,8   | 62,0   |
| 09.2008 | 5,4                           | 11,90                         | 8,80                       | 1,18                              | 1,74  | 70,3   | 42,1   |
| 04.2009 | 6,6                           | 11,20                         | 8,40                       | 1,12                              | 2,36  | 58,5   | 30,4   |
| 08.2009 | 5,6                           | 11,54                         | 8,70                       | 1,16                              | 1,97  | 59,9   | 30,0   |
| 12.2010 | 5,4                           | 11,64                         | 6,40                       | 0,86                              | 1,03  | 37,6   | 9,0  |
| 01.2012 | 2,5                           | 11,25                         | 5,80                       | 0,78                              | 0,46  | 28,4   | 0  |
| 03.2013 | 2                             | 10,95                         | 4,00                       | 0,54                              | 0,29  | 22,1   | 0  |

Таблица 2

| Дата    | Дебит,<br>м <sup>3</sup> /сут | P <sub>пл.тек.</sub> ,<br>МПа | P <sub>заб.</sub> ,<br>МПа | P <sub>заб./P<sub>бок</sub></sub> | K <sub>прод.</sub> ,<br>м <sup>3</sup> /(сут · МПа) | K <sub>общая</sub> ,<br>10 <sup>-3</sup><br>· мкм <sup>2</sup> | K <sub>трещ.</sub> ,<br>10 <sup>-3</sup><br>· мкм <sup>2</sup> |
|---------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|---|--|--|
| 03.2006 | 37,6                          | 14,90                         | 14,3                       | 1,92                              | 62,66   | 126,0  | 102,8  |
| 04.2011 | 107,6                         | 15,20                         | 7,17                       | 0,96                              | 17,06   | 78,9   | 56,0   |
| 06.2011 | 104,9                         | 14,91                         | 6,22                       | 0,83                              | 12,08   | 58,6   | 35,7   |
| 12.2011 | 89                            | 16,10                         | 7,91                       | 1,06                              | 10,87   | 85,2   | 62,4   |
| 01.2013 | 80                            | 16,00                         | 11,7                       | 1,57                              | 18,60   | 95,1   | 72,0   |
| 03.2013 | 75                            | 14,50                         | 9,10                       | 1,22                              | 13,89   | 77,4   | 57,4   |
| 07.2013 | 74,5                          | 14,20                         | 6,6                        | 0,88                              | 11,87   | 59,8   | 39,5   |
| 01.2014 | 73,9                          | 14,10                         | 5,8                        | 0,77                              | 11,55   | 50,1   | 28,9   |

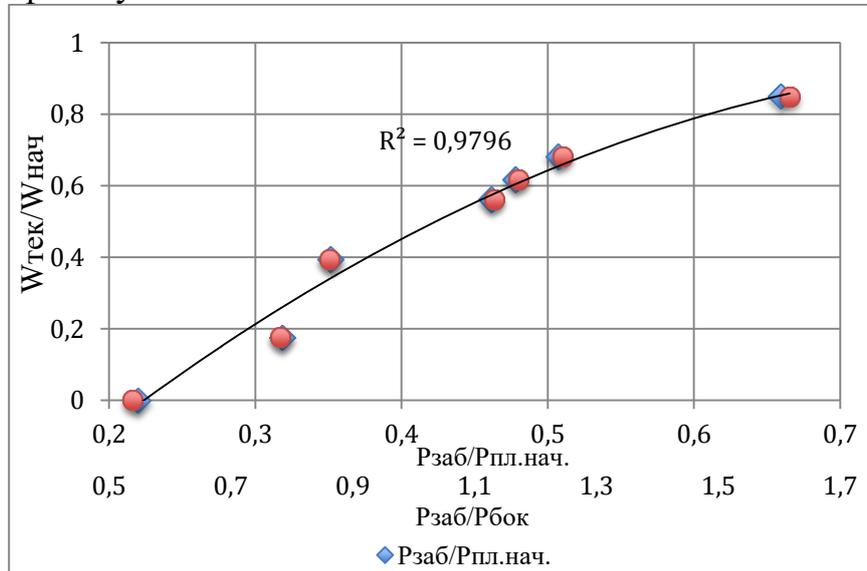
Общая ( $K_{общ}$ ) и трещинная ( $K_{трещ}$ ) проницаемость определена по данным гидродинамических исследований скважин (КВД).

При снижении  $P_{заб}$  в скв.429 с 12 до 6,4 МПа (в 1,9 раза)  $K_{трещ}$  уменьшилась в 6,9 раза, при  $P_{заб} = 5,8$  МПа трещины в ПЗП этой скважины полностью сомкнулись и коллектор стал работать как поровый, то есть произошла трансформация коллектора из трещинно-порового в поровый тип [5].

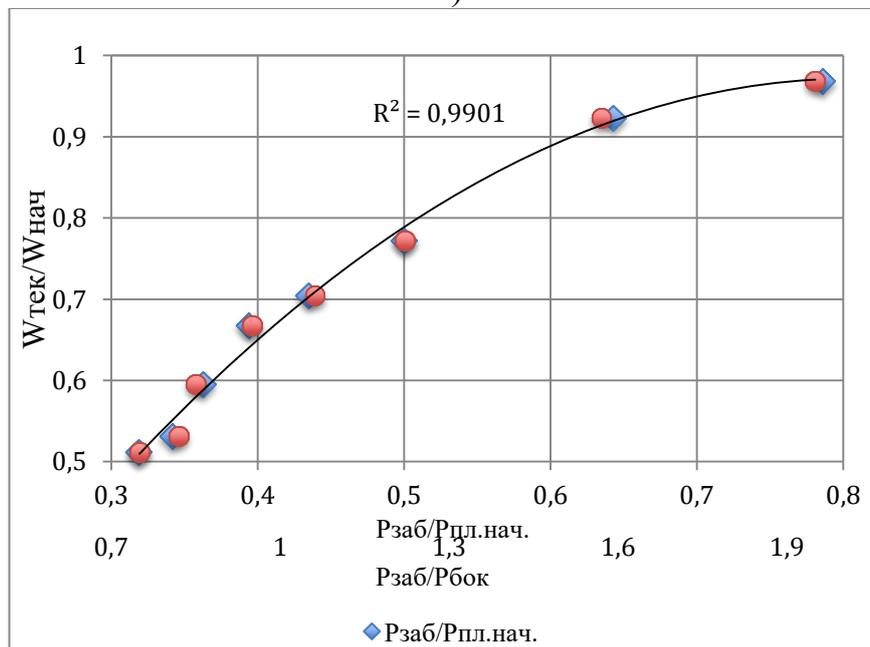
По скв. 430 при снижении  $P_{заб}$  с 14,3 до 7,17 МПа (в 2 раза) трещинная проницаемость снизилась в 1,84 раза, а при снижении  $P_{заб}$  до 5,8 МПа трещины сохранили свою проницаемость на уровне 28% от начальной. В период с 2011 по 2013 г.г. забойное давление в скважине возросло с 6,22 до 11,7 МПа, за этот период  $K_{трещ}$  увеличилась в 2 раза.

По данным скважинам рассчитана начальная раскрытость естественных трещин и ее динамика в процессе эксплуатации скважин в зависимости от изменения  $P_{заб}$  (рис.2). Начальная раскрытость трещин ( $W_{нач}$ ) была определена по данным гидродинамических исследований либо по анализу шлифов горных пород. Текущая раскрытость трещин ( $W_{тек}$ ) в процессе эксплуатации скважин была рассчитана по данным гидродинамических исследований скважин [6].

Из рис. 2 следует, что существенное влияние на изменение раскрытости естественных трещин оказывает тип вскрытого разреза. В случае, если скважина вскрывает трещиноватый коллектор, находящийся в зоне рифового гребня (скв.429), смыкание трещин происходит значительно более быстрым темпом, чем, в случае, если скважина находится в более низкорельефных участках залежи.



а)



б)

Рис.2. Динамика раскрытости естественных трещин при снижении забойного давления: скв.429 (а) и скв.430 (б) Озерного месторождения

Таким образом можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на продуктивность и производительность добывающих скважин, дренирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы

нефтяных месторождений Верхнего Прикамья, является забойное давление. При снижении забойного давления происходит смыкание естественных трещин, что приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности скважин и даже к изменению типа коллектора. Величину забойного давления следует оптимизировать для каждой добывающей скважины исходя из анализа данных гидродинамических исследований и геологических особенностей в строении коллектора.

### Литература

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра. 1988. 150 с.
2. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. -2014. -№11. – с.120-122.
3. Robert C. Earlougher, Jr. Advances in well test analysis. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York. 1977. Pp.264
4. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. -2014. - №4. – с.51-53.
5. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Черепанов С.С., Балдина Т.Р., Филиппов Е.В. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 40–43.
6. Nelson R.A. Geological analysis of naturally fractured reservoirs//Gulf Publishing, Houston, Texas, Contr.in Petrol. Geology and Eng., no. 2nd ed. 332 p., 2001.

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ  
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ  
(RENEWABLE ENERGY SOURCES FOR OIL AND GAS INDUSTRY  
OF RUSSIA)**

Мингалеева Р.Д.

(научный руководитель - к.т.н., профессор Бессель В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Россия, безусловно, является ведущей энергетической державой. Однако в силу того, что Россия – огромная страна, занимающая территорию свыше 17 миллионов квадратных километров, около 70% которой расположено в северных широтах со среднегодовой температурой  $-5,5^{\circ}\text{C}$ , она же является и одним из самых крупных потребителей энергии с уровнем потребления свыше 699 млн. тонн н.э. в 2013 году [1]. Но какова эффективность внутреннего энергопотребления? Сколько энергии тратится на воспроизводство ВВП, а сколько теряется в виде тепловых и энергетических потерь? Ответы на эти вопросы важны для определения народнохозяйственных перспектив.

Результаты исследований удельного энергопотребления, рассчитанного на 1000 долларов США ВВП с учетом ППС, для стран G-20 [1, 2, 3] показали, что страны, имеющие большую территорию, лидерами по эффективности энергопотребления не являются, так как чем больше территория страны, тем больше энергии расходуется на обслуживание протяженной инфраструктуры. Большие «северные» страны Канада и Россия имеют сопоставимые уровни удельного энергопотребления – 0,219 и 0,202 тонн н.э./1000 USD ВВП с учетом ППС, которые существенно выше среднемирового уровня, равного 0,124 тонн н.э./1000 USD ВВП с учетом ППС, что объяснимо с точки зрения климатических особенностей «северных» стран. Таким образом, мы «обречены» сжигать огромное количество топлива для выработки энергии и тепла, чтобы обеспечить себе комфортные условия жизни на огромной северной территории.

Теперь проанализируем распределение удельного энергопотребления, рассчитанного не на 1000 долларов США ВВП, а на один квадратный километр территории страны и одного жителя той или иной страны. Результаты проведенных исследований [1, 2, 3] показывают, что чем больше страна по территории, тем меньше ее удельное энергопотребление на единицу площади. Это говорит о том, что большая часть территории страны является структурно не обустроенной и не вовлечена в процесс воспроизводства ВВП. По этому показателю Россия и Канада находятся примерно на одном уровне – 40,9 и 33,3 тонн н.э./км<sup>2</sup>, что ниже среднемирового уровня, равного 94,8 тонн н.э./км<sup>2</sup>.

По уровню удельного энергопотребления на гражданина страны Канада имеет самый высокий уровень среди стран G-20 –

9,5 тонн н.э./человека, и опережает Россию в 2 раза (4,9 тонн н.э./человека). Данный показатель является основным при определении качества жизни в той или иной стране. При этом получается, что уровень «энергетического» комфорта в России выше, чем во всех развитых европейских странах. Так ли это на самом деле, попытаемся ответить ниже.

Интересный факт, но Россия является лидером по росту ВВП – 487% за период 2003-2013 гг., при том, что энергопотребление выросло только на 9% [2, 4]. С точки зрения энергоэффективности получается очень хороший результат: если удастся наращивать ВВП без существенного роста энергопотребления или при его снижении, то либо в стране во всех отраслях промышленности внедряются современные технологии энергосбережения, либо страна переходит на выпуск самой современной продукции с высокой добавленной стоимостью, например программные продукты, производство микросхем или продуктов, требующих внедрения нанотехнологий и прочего, что приводит к существенному росту ВВП, но не требует дополнительных затрат энергии, либо одновременно происходит и то и другое, что еще лучше. Однако, как показывает повседневная жизнь, масштабной структурной перестройки экономики в России пока не наблюдается, в основном экономика остается ориентированной на добычу и переработку минерального сырья и топлива. Можно только предположить, что такой результат наблюдается из-за того, что Россия получила в наследство от СССР огромную, избыточную инфраструктуру, однако эта инфраструктура в полном объеме в настоящее время просто не используется. А эксплуатировать ее мы продолжаем, так как во многом она завязана на социальные нужды граждан страны. Например, в России осталось много городов и поселков, созданных вокруг градообразующих предприятий, особенно в оборонной сфере. Вся инфраструктура этих городов и поселков привязана к предприятиям, которые уже много лет не работают либо работают с частичной нагрузкой, а энергетическое обслуживание этой инфраструктуры страна вынуждена продолжать. Получается парадоксальная картина – энергия продолжает тратиться, а ВВП предприятия не создают вообще, либо создают малую долю от того, что могли бы создавать.

По данным опубликованных исследований [4], с учетом всех допущений и приближений, можно оценить энергоэффективность народного хозяйства России в 22-25% – именно эта доля потребляемой энергии идет на воспроизводство ВВП, все остальное, 75-78% – на обслуживание протяженной, инерционной и явно избыточной инфраструктуры, включая тепловые и энергетические потери.

Столь высокое внутреннее энергопотребление, связанное с обслуживанием протяженной и явно избыточной энергетической инфраструктуры, свидетельствует о необходимости вовлечения в

энергобаланс возобновляемых источников энергии (ВИЭ), особенно в децентрализованных системах энергоснабжения [5].

Активная работа по созданию концепции энергообеспечения объектов транспорта газа с использованием автономных энергетических установок малой и средней мощности на основе возобновляемых источников энергии ведется кафедрой термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Реальным направлением реализации данной концепции является Восточная газовая программа ОАО «Газпром», где большинство объектов будут строиться и функционировать в регионах с неразвитой энергетической инфраструктурой, как это показано на рисунке 1 [6]. Проблема энергообеспечения могла бы быть, в частности, решена с использованием автономных систем энергоснабжения малой и средней мощности, использующих возобновляемые источники энергии, такие как солнечная и ветровая энергии [5]. Для этого прежде всего требуется оценить технические, т.е. реализуемые существующими на настоящий момент средствами, ресурсы солнечной и ветровой энергии.

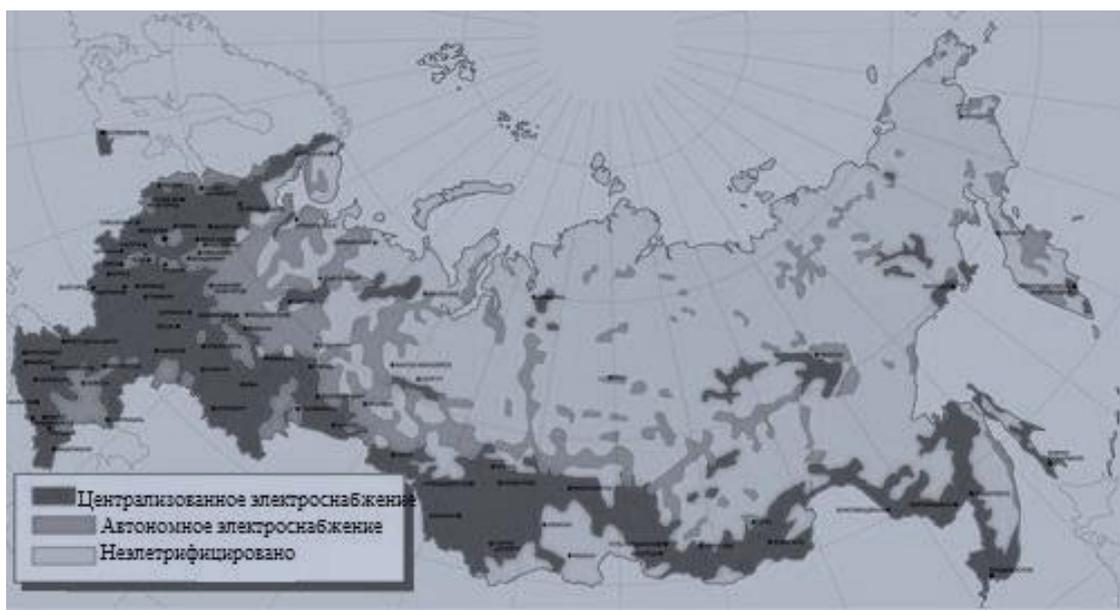


Рисунок 1 – Карта энергетической обеспеченности Российской Федерации

К сожалению, в 2013 году Россия практически была не вовлечена в процесс воспроизводства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии, таких как ветер и солнце [1], что показано на рисунке 2.

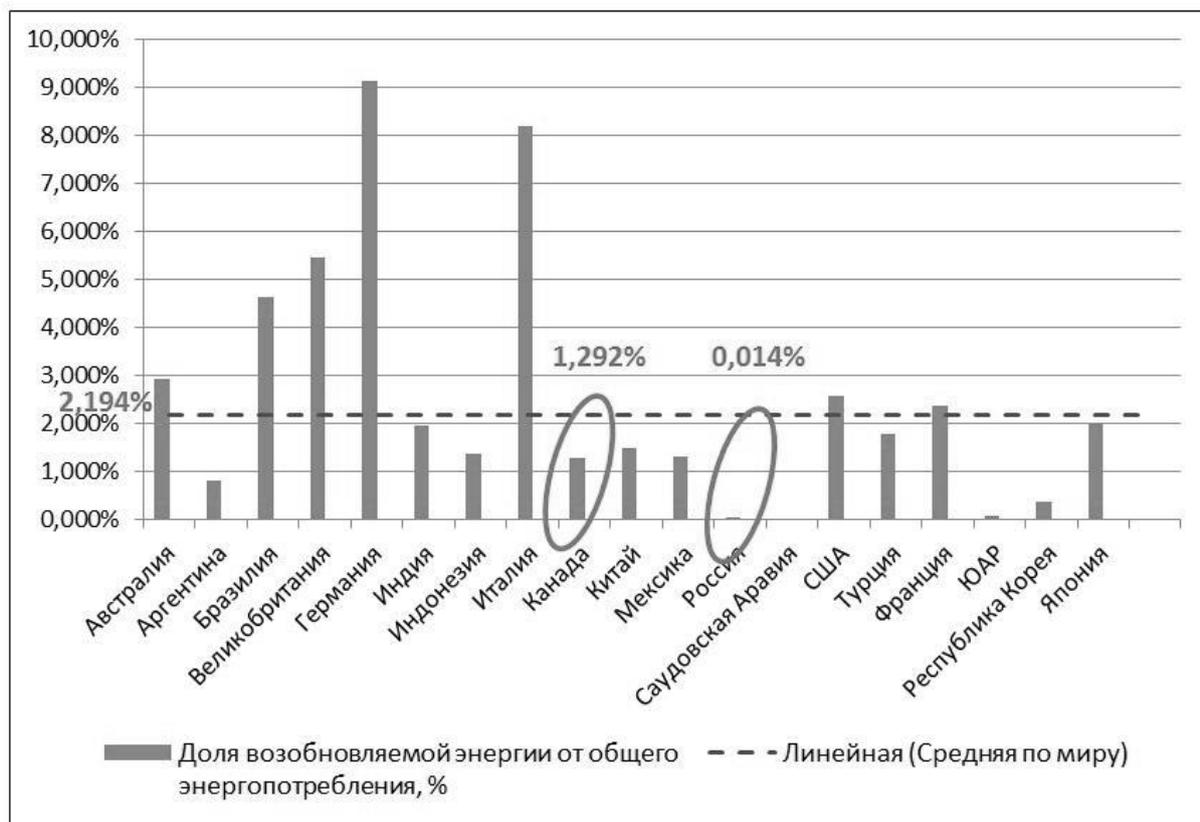


Рисунок 2 – Доля ВИЭ в балансе энергопотребления стран G-20 в 2013 году

Среди крупнейших экономик мира с ВВП более 2000 млрд. долларов США [7], Россия имела самый низкий показатель по выработке энергии с использованием ВИЭ (за исключением традиционной гидроэнергетики) – 100 тысяч тонн н.э. [1]. Это в 300 раз меньше, чем у Германии, ВВП которой практически сопоставим с ВВП России. Зачастую, это объясняется тем, что Россия – северная страна, практически не пригодная для использования, в частности, солнечной энергии. Но это совсем не так.

Для оценки технического потенциала солнечной и ветровой энергии России были проведены исследования [8], в основу которых положены опубликованные в открытой печати карты уровня солнечной радиации и скорости ветра на территории России [9, 10], изображенные на рисунках 3 и 4.

Технический потенциал солнечной энергии России можно оценить более чем в 2,56 млрд. ГВт·ч/год, что эквивалентно ежегодному потреблению почти 220 млрд. тонн н.э., что, в свою очередь, более чем в 17 раз превышает уровень мирового энергопотребления в 2013 году [1]. Используя карту на рисунке 3, можно определить, что территория с уровнем инсоляции 4,5-5 кВт·ч/м<sup>2</sup> в день (что сопоставимо с уровнем инсоляции в таких странах, как Италия и Испания) составляет более

1 миллиона 170 тысяч км<sup>2</sup> [8]. А это несколько больше, чем совокупная площадь таких стран –лидеров по выработке энергии с использованием солнечных батарей, как Германия, Испания и Италия. Технический потенциал солнечной энергии только этой территории сопоставим с использованием почти 26 млрд. тонн н.э. в год.



Рисунок 3 – Карта распределения среднегодовой солнечной радиации (кВт·ч/м<sup>2</sup> в день) на территории России

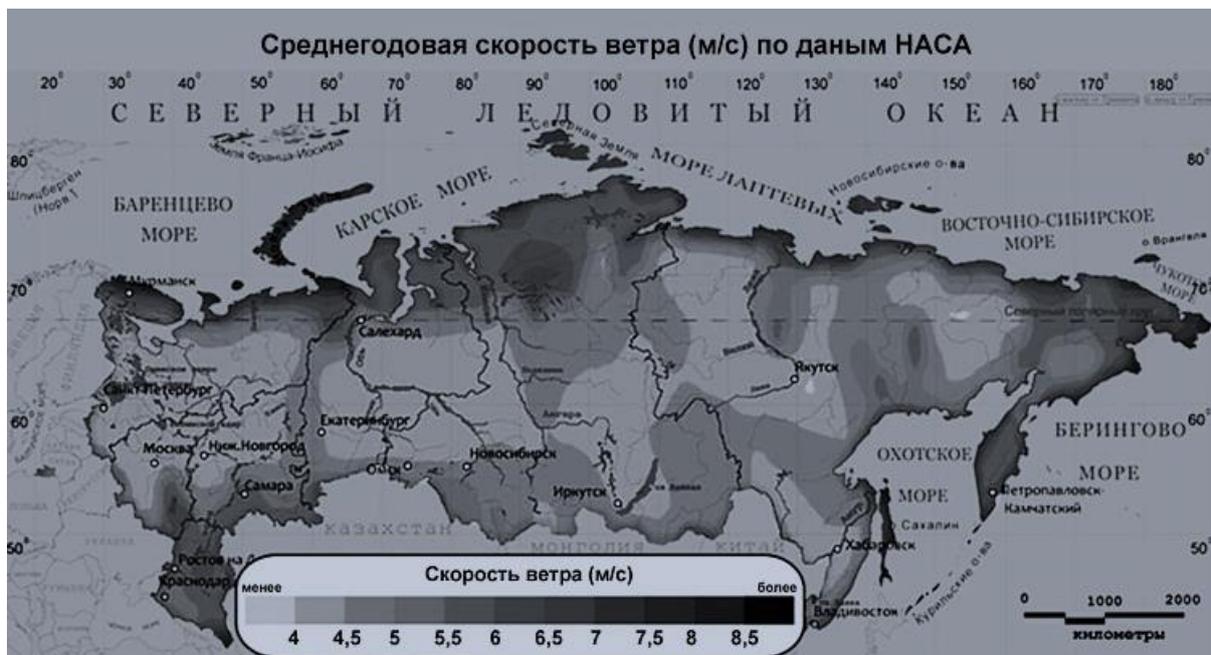


Рисунок 4 – Карта распределения среднегодовой скорости ветра (м/с) на территории России

Технический потенциал ветровой энергии только в сухопутной зоне России оценивается почти в 70 миллионов ГВт·ч энергии в год, что эквивалентно ежегодному потреблению более 6 млрд. тонн н.э. (~ 50% мирового энергопотребления в 2013 году) [8]. К тому же береговые линии Приморского края и острова Сахалин представляются крайне перспективными для использования горизонтально-осевых ветроэнергетических установок в рамках реализации Восточной газовой программы ОАО «Газпром». На рисунке 5 показаны зависимости оценочных значений технического потенциала ветровой энергии для береговых линий острова Сахалин и Приморского края от диаметра ветроколеса при расположении горизонтально-осевых ветроэнергетических установок «в ряд» на расстоянии друг от друга, равном девяти диаметрам ветроколеса, чтобы не создавались зоны аэродинамического затенения между ветроустановками [11].

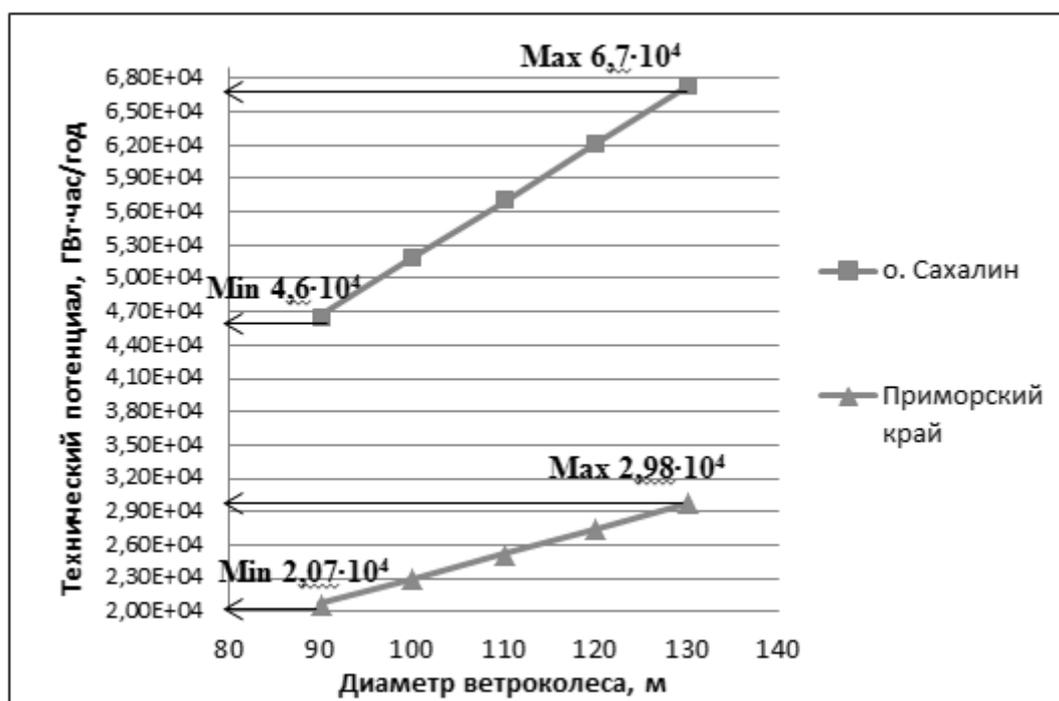


Рисунок 5 – Технический потенциал ветровой энергии в зависимости от диаметра ветроколеса при заданной скорости ветра ( $V=12$  м/с)

Из графика следует, что если в расчетах принять минимально возможное значение среднегодовой скорости ветра в прибрежных зонах – 12 м/с, то, в зависимости от диаметра применяемых ветроколес, технический потенциал ветровой энергии береговой линии Приморского края можно оценить в пределах от 20 до 30 тысяч ГВт·ч/год, а острова Сахалин – от 46 до 67 тысяч ГВт·ч/год [8].

Если рассмотреть зону строительства объектов Восточной Газовой программы ОАО «Газпром», то по самым скромным оценкам технический потенциал солнечной энергии этой зоны равен 25-30 млрд. тонн н.э. в год,

а ветровой потенциал с учетом береговых линий Приморского края и острова Сахалин можно оценить почти в 1,5-2 млрд. тонн н.э. в год [5].

Выводы:

1. Россия является одним из мировых лидеров по внутреннему энергопотреблению, причем эффективность энергопотребления крайне невысока – не более 22-25% энергии уходит на воспроизводство ВВП, все остальное – на поддержание протяженной инфраструктуры в рабочем состоянии, а также на тепловые и энергетические потери.

2. По результатам 2013 года показатель энергоэффективности России составил 0,202 тонн н.э./1000 USD ВВП с учетом ППС, что сопоставимо с тем же показателем Канады – 0,219 тонн н.э./1000 USD ВВП с учетом ППС. Однако в силу огромной территории, большая часть которой находится на северных и арктических широтах, энергопотребление России привязано к протяженной и затратной инфраструктуре, что делает задачу снижения затрат энергии на внутреннее энергопотребление актуальной и очень сложной для практической реализации.

3. Один из путей снижения потребления органического топлива для выработки энергии – использование возобновляемых источников энергии. По доле применения ВИЭ в настоящий момент Россия является одной из самых отсталых стран среди стран G-20.

4. Оценочные расчеты показывают, что технический потенциал ветровой энергии на суше в России оценивается примерно в 6 млрд. тонн н.э. в год (~ 50% от уровня мирового энергопотребления в 2013 году). Технический потенциал солнечной энергии России оценивается в 220 млрд. тонн н.э. в год (в 17 раз больше уровня мирового энергопотребления в 2013 году).

5. Если рассматривать зону строительства объектов Восточной газовой программы ОАО «Газпром», то по самым скромным оценкам технический потенциал солнечной энергии этой зоны равен 25-30 млрд. тонн н.э. в год, а ветровой потенциал – примерно 1,5-2 млрд. тонн н.э. в год.

6. В рамках реализации Восточной газовой программы ОАО «Газпром» необходимо будет создавать совершенно новую энергетическую инфраструктуру, что потребует огромных инвестиций. В качестве варианта предлагается создание инфраструктуры XXI века с использованием самых современных тенденций развития мировой энергетики, что позволит наряду с неисчерпаемостью применяемых источников – солнца и ветра, получать экологически чистую энергию.

## Литература

1. BP Statistical Review of World Energy, June 2014. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.bp.com/statisticalreview>
2. The World Bank: World Development Indicators, 2014. Gross Domestic Product 2013, PPP. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD>
3. Бессель В.В. К вопросу оценки энергетической эффективности экономики России // Бурение и нефть, 2013, № 12. – С. 18–23.
4. Бессель В.В. Энергоэффективна ли экономика России и следует ли нам думать об альтернативной энергетике?// Территория «НЕФТЕГАЗ», 2013, №11. – С. 30–35.
5. Возможность применения автономных энергетических установок малой мощности на ВИЭ для энергоснабжения объектов Восточной газовой программы ОАО «Газпром»/ Р.Д. Мингалеева, В.С. Зайцев, Д.А. Сидоров, А.А. Беляев, В.В. Бессель// Территория «НЕФТЕГАЗ», 2014, №8. – С. 104–109.
6. Майоров С. Альтернативное энергоснабжение сельских поселений в режиме распределенной генерации [Электронный ресурс] // Energy Fresh, 2014, № 10. – Режим доступа: <http://energy-fresh.ru/analitics/?id=9674>
7. The World Bank: World Development Indicators, 2014. Gross Domestic Product 2013 (current USD). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>
8. Мингалеева Р.Д., Зайцев В.С., Бессель В.В. Оценка технического потенциала ветровой и солнечной энергетики России // Территория «НЕФТЕГАЗ», 2014, №3. – С. 82–90.
9. Hevel solar. 2011. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.hevelsolar.com/solar/>
10. Enargo. Renewable energy sources. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.enargo.ru/technologies\\_wind.php](http://www.enargo.ru/technologies_wind.php).
11. Ali Sayigh. Comprehensive Renewable Energy. Volume Two. Wind Energy // Elsevier Ltd – 2012. – С. 746. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com.focus.lib.kth.se/>

**СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ  
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ  
(STATISTICAL RELIABILITY ANALYSIS OF OILFIELD PIPELINES  
OF DEPOSITS OF PERM KRAI)**

Мошева А.М.

(научный руководитель - д.т.н., доцент Хижняк Г.П.)

ПНИПУ

Работа посвящена статистической оценке надежности нефтепромысловых трубопроводов (НПТ) нефтяного месторождения Пермского края. Проанализированы статистические данные об отказах НПТ на месторождениях Пермского края, произведен расчет вероятности безотказной работы в соответствии с предлагаемыми методиками.

Ключевые слова: нефтепромысловые трубопроводы, надежность, вероятность безотказной работы, экспоненциальная регрессия, критерий Колмогорова.

Надежность является основным показателем любого оборудования и сооружения, используемого в нефтяной и газовой промышленности. От надежности зависят качество, эффективность, безотказность, риск и ряд других важных показателей. Особое внимание уделяется проблеме обеспечения надежности в нефтегазовой промышленности, так как отказы и аварии на магистральных и промысловых газонефтепроводах могут привести к экологическим катастрофам, большим человеческим жертвам и экономическим ущербам.

Надежность оборудования и сооружений нефтяной и газовой промышленности обеспечивается на всех этапах жизненного цикла.

Обеспечение надежности на этапе эксплуатации обычно называют «технологической» надежностью. На данном этапе решаются задачи, связанные с разработкой методов и способов определения технического состояния газонефтепроводов и поддержания свойств надежности, сформулированных на этапе проектирования. Этап эксплуатации включает сбор и обработку статистических данных о надежности работы отдельных элементов трубопроводных систем, об отказах и ущербах, построение моделей надежности трубопроводных систем, выявление законов отказов и длительностей восстановления, разработку методов обеспечения надежности, методов расчета показателей надежности системы, разработку основных критериев и прогноз [1].

Показатели надежности могут быть получены различными методами, в зависимости от применяемых исходных данных. Одним из таких методов является статистическая оценка надежности НПТ, основанная на эксплуатационных данных, включающих информацию об

отказах, конструктивных параметрах и условиях эксплуатации трубопроводов.

Целью статьи является анализ статистических данных об отказах НПТ на месторождениях Пермского края ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Для этого был произведен расчет вероятности безотказной работы в соответствии с предлагаемыми методиками.

В качестве доказательства актуальности проблемы надежности системы НПТ на рисунке 1 показана динамика времени простоя скважин, основанная на наличии аварии и сроков ее устранения. Данная гистограмма показывает, что время простоя скважин, что соответствует времени устранения аварий, достигает отметки 230 часов.

Такой простой, вызываемый отказом трубопроводной системы, наносит существенный экономический ущерб предприятию.

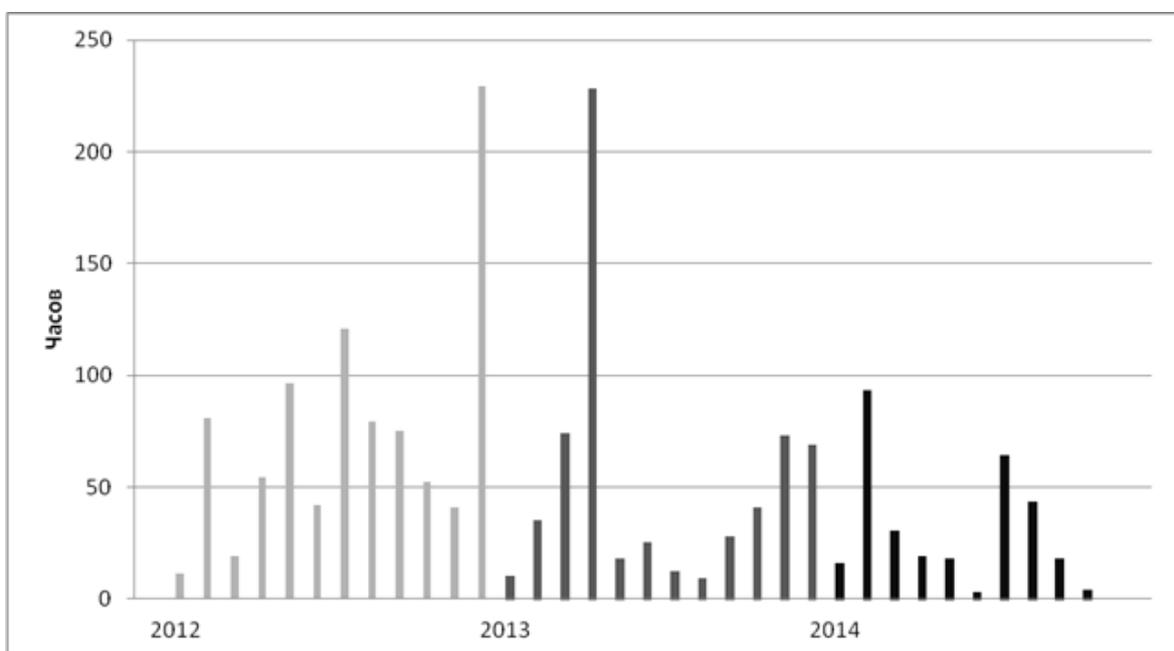


Рисунок 1. Время простоя скважин ввиду отказов НПТ за 2012-2014гг.

Рассмотрим номенклатуру и состав НПТ одного из цехов добычи нефти и газа Пермского края. Наиболее используемыми являются трубопроводы диаметром 75, 114, 219 и 325 мм. В таблице 1 приведен сортамент применяемых трубопроводов [2, 3].

Трубопроводы изготовлены из сталей следующих марок: Ст.10, Ст.20.

Таблица 1  
Сортамент применяемых трубопроводов

| Толщина<br>стенки,<br>мм | Диаметр трубопровода, мм |     |     |     |     |     |
|--------------------------|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
|                          | 75                       | 114 | 159 | 219 | 325 | 530 |
| 4                        | +                        |     |     |     |     |     |
| 5                        |                          | +   |     |     |     |     |
| 6                        |                          |     | +   |     | +   |     |
| 7                        |                          |     |     | +   | +   |     |
| 8                        |                          |     |     |     | +   | +   |
| 9                        |                          |     |     |     |     |     |

Для анализа надежности были использованы эксплуатационные данные одного из месторождений Пермского края ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Выборка включает в себя данные по характеристикам, составу и отказам нефтепромысловых трубопроводов, введенных в эксплуатацию с 1975 по 2008 годы.

Отказом трубопроводов промыслового сбора и транспорта продукции скважин считается нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода [1].

В таблице 2 приведены данные по характеру зафиксированных отказов нефтепромысловых трубопроводов с 2012 по 2014 годы (последние 3 года эксплуатации).

Таблица 2  
Анализ аварий на НПТ за 2013-2014 гг.

| №<br>п/п | Причины отказов                  | Годы |      |      |
|----------|----------------------------------|------|------|------|
|          |                                  | 2012 | 2013 | 2014 |
| 1        | Внешняя коррозия                 | 53   | 41   | 28   |
| 2        | Внутренняя коррозия              | 20   | 22   | 5    |
| 3        | Строительный брак                | -    | 3    | 2    |
| 4        | Нарушение правил эксплуатации    | 1    | 1    | -    |
| 5        | Коррозия сварного шва            | 2    | -    | -    |
| 6        | Внешние механические воздействия | 1    | -    | -    |
| 7        | Подвижка грунта                  | 2    | -    | -    |

Основной причиной отказов стала коррозия трубопровода (96 % от общего числа аварий). Доля отказов по всем остальным причинам, а именно: строительный брак, механические повреждения и другие, составляет не более 4 %.

Как видно из приведенной таблицы, наблюдается общая тенденция снижения аварийных ситуаций на промысловых трубопроводах, что может свидетельствовать об эффективности организационно-технических мероприятий в области промышленной безопасности. Но стоит отметить, что 2014 год не был рассмотрен в полном объеме, а лишь период с января по октябрь.

Анализ аварий по причине брака строительно-монтажных работ показывает, что основная причина вызвана отступлениями от проектных решений при строительстве, несоблюдением технологии сварки, низким уровнем пооперационного контроля качества со стороны должностных лиц, недостаточным техническим надзором за строительством.

Коррозионно-механический износ металла трубопроводов в процессе их эксплуатации происходит интенсивнее под воздействием механических и термодинамических нагрузок, а также при наличии коррозионных свойств грунта и транспортируемой среды.

Внутренние коррозионные повреждения нефтепроводов возникают в основном в местах скопления воды.

В местах нарушения изоляционного покрытия нефтепроводов появляются внешние коррозионные повреждения труб.

На рисунке 2 приведено распределение отказов по времени эксплуатации для всего сортамента НПТ рассмотренного месторождения.

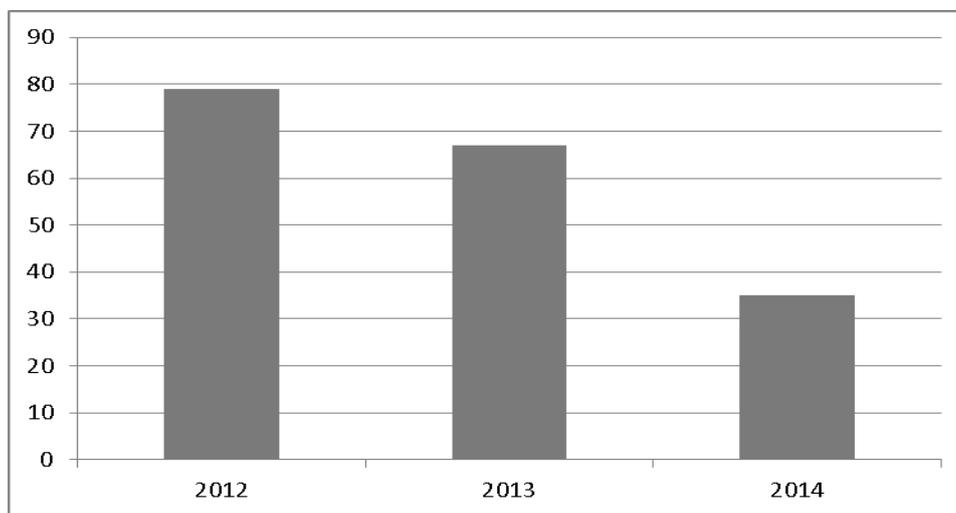


Рисунок 2. Распределение отказов по времени эксплуатации для всего сортамента НПТ

Из рисунка ясно, что наибольшее число отказов приходится на 2012 год. Затем следует постепенное снижение.

На рисунке 3 показана гистограмма распределения всех отказов между различными эксплуатируемыми трубопроводами.

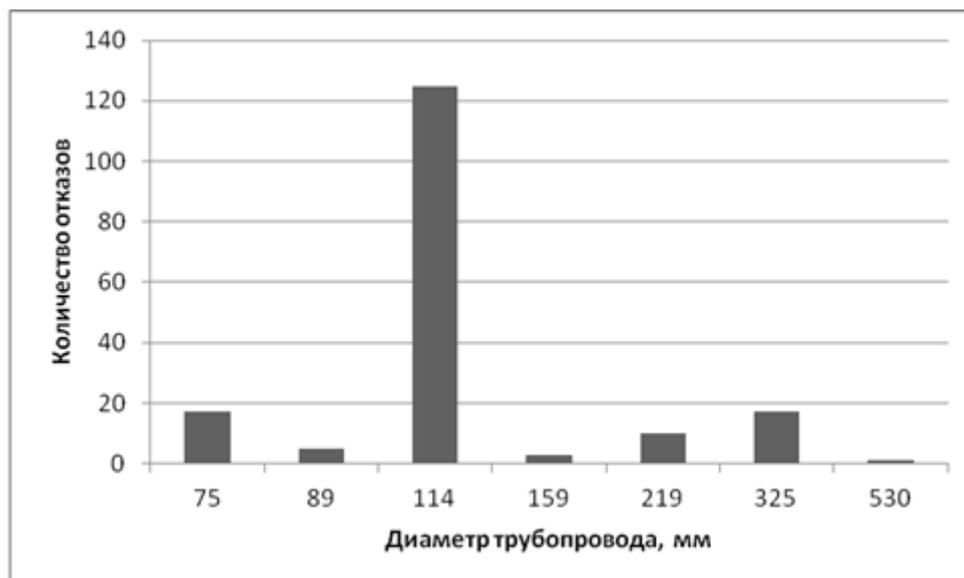


Рисунок 3. Распределение отказов по диаметру эксплуатирующихся трубопроводов

Большая доля из всех отказов приходится на трубопровод диаметром 114 мм. Далее следуют диаметры 75, 325 и 219 мм соответственно. Это обусловлено тем, что большинство трубопроводов диаметром 114 мм были введены в эксплуатацию в 1976 году и ранее. Наименьшее количество отказов приходится на трубопровод диаметром 89 мм, это обусловлено тем, что он был введен в эксплуатацию в 2004 году. Таким образом, большинство трубопроводов, находящихся в зоне риска, эксплуатируются более 25 лет, что превышает установленный срок эксплуатации заводом-изготовителем.

Основной величиной, дающей исчерпывающее описание надежности, является вероятность безотказной работы  $P(t)$  или доля оборудования, отработавшая время  $t$  без отказов. Все остальные характеристики надежности выражаются через  $P(t)$  и дают наглядную дополнительную информацию [4].

Проведем анализ надежности одного из месторождений Пермского края ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» на основе статистической выборки за 2012-2014 гг.

Важным этапом обработки статистической информации является построение статистической модели надежности. Модели надежности строятся для наиболее проблематичных трубопроводов за исследуемый период времени.

На рисунках 4-7 приведены построенные модели надежности с представленными на них теоретическими и экспериментальными функциями надежности. Принимаем гипотезу о том, что закон распределения вероятности безотказной работы (ВБР) для всех ниже представленных моделей имеет экспоненциальное распределение.

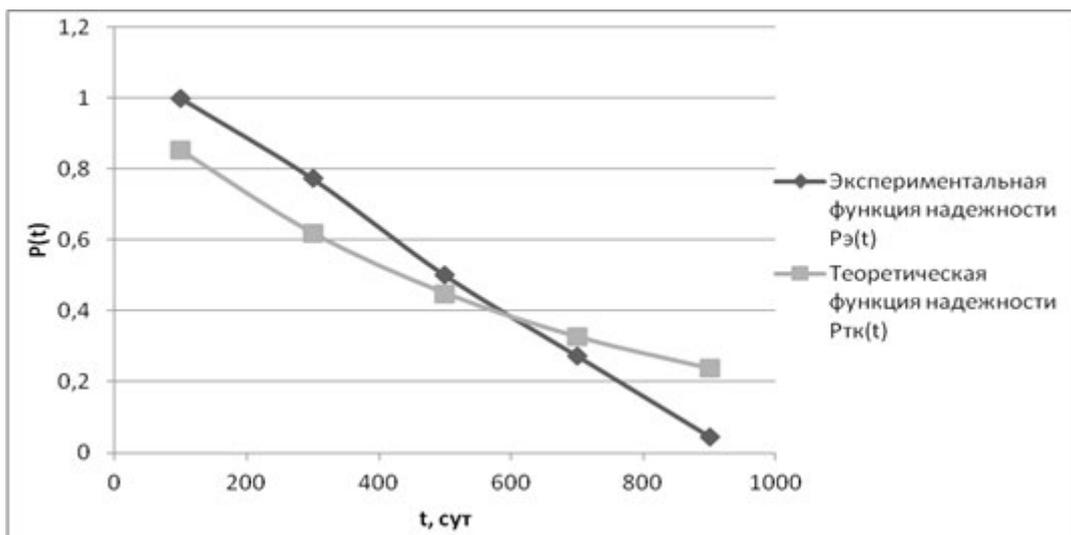


Рисунок 4. Модель надежности трубопровода диаметром 75мм.

На рисунке 4 представлена модель модели надежности трубопровода диаметром 75мм. На графике 4 представлен динамический спад ВБР с 2012 к 2014 году.

На рисунке 5 представлена модель модели надежности трубопровода диаметром 114мм. На начало 2012 года значение ВБР составляет 0,908397. Впоследствии происходит ее постепенное уменьшение на ~0,02 каждые сто тридцать дней. К концу года ВБР равна 0,01908397. Это, скорее всего, объясняется тем, что для большинства из существующих трубопроводов фактический срок эксплуатации превысил установленный срок эксплуатации трубопроводов заводом-изготовителем.

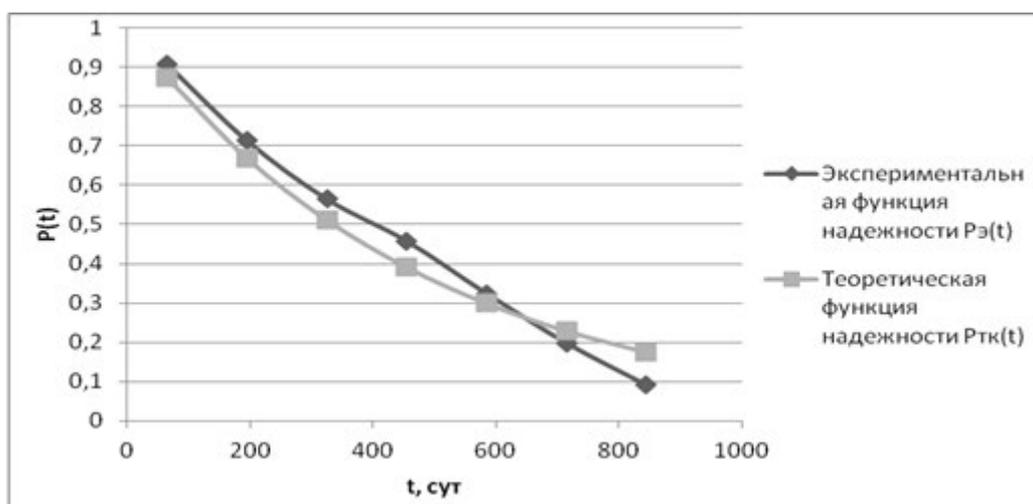


Рисунок 5. Модель надежности трубопровода диаметром 114мм.

На рисунке 6 представлена модель модели надежности трубопровода диаметром 325мм. На начало 2012 года значение ВБР составляет 0,90625. К концу года ВБР равна 0,03125.

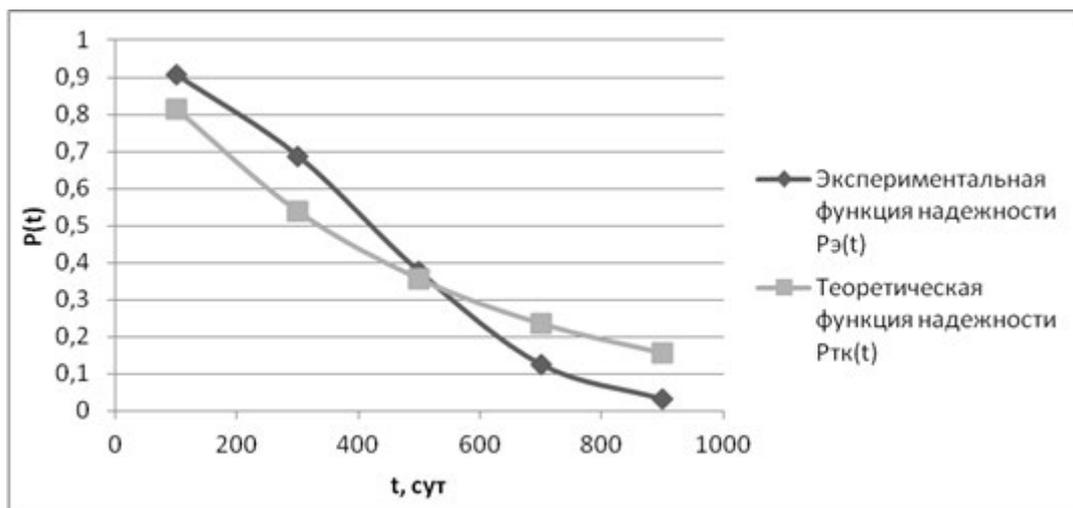


Рисунок 6. Модель надежности для трубопровода диаметром 325мм.

На рисунке 7 представлена общая модель модели надежности для всего сортамента труб. На начало 2012 года значение ВБР составляет 0,915301. К концу года ВБР равна 0,010929. В середине рассматриваемого периода наблюдается наиболее резкое снижение ВБР, что соответствует 2013 году.

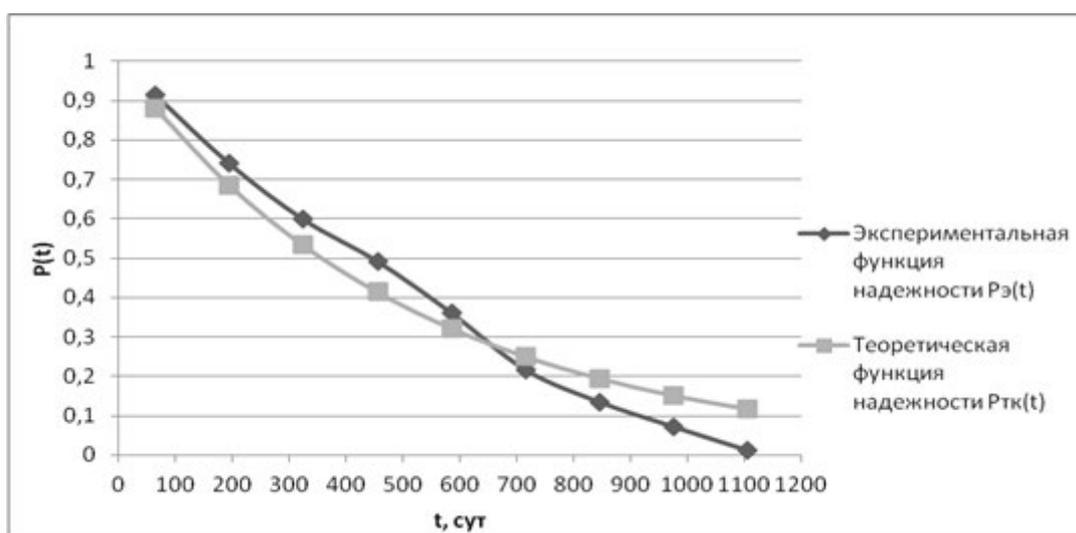


Рисунок 7. Общая модель надежности для всего сортамента труб.

Все модели были построены с помощью метода наименьших квадратов. Для оценки степени достоверности согласованности теоретического (гипотетического) и статистического распределений был использован критерий Колмогорова. Критерий Колмогорова относится к непараметрическим критериям. В качестве меры расхождения рассматривается максимальное значение модуля (абсолютной величины) разности между статистической функцией распределения  $Pэ(t)$  и соответствующей теоретической функцией распределения, определяемое формулой:

$$D = \max|F^*(x) - F(x)|$$

Мера расхождения  $D$  называется статистикой критерия Колмогорова [5].

Какова бы ни была функция распределения  $F(x)$  непрерывной случайной величины  $x$ , при неограниченном возрастании числа наблюдений  $n$  вероятность неравенства:

$$P(D\sqrt{n} \geq \eta)$$

Задавая уровень значимости  $\alpha$ , можно найти соответствующее критическое значение  $\eta_\alpha$  из следующего соотношения:

$$P(\eta_\alpha) = \alpha$$

Величина  $\eta$  рассчитывается по формуле:

$$\eta = D\sqrt{n}$$

Если вычисленное значение  $\eta$  окажется больше критического, т. е.  $\eta > \eta_\alpha$ , то гипотеза о том, что случайная величина  $x$  имеет заданный закон распределения, отвергается. Если  $\eta < \eta_\alpha$ , то считают, что гипотеза не противоречит опытным данным.

Результаты проверки гипотез на достоверность для всех вышеописанных моделей надежности приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результат расчета расхождения  $D$  между теоретическим и статистическим распределением

|               | 75мм   | 114мм  | 325мм  | Весь сортамент |
|---------------|--------|--------|--------|----------------|
| max D         | 0,2997 | 0,1152 | 0,1502 | 0,107          |
| $\eta$        | 0,994  | 1,32   | 0,6    | 1,45           |
| $\eta_\alpha$ | 1,48   | 1,48   | 1,48   | 1,48           |
| $\alpha$      | 0,0025 | 0,0025 | 0,0025 | 0,0025         |

Таким образом, можно сделать вывод о том, что гипотеза об экспоненциальном законе распределения выше представленных моделей надежности том является достоверной. Точность данного расчета составляет 99%.

Для моделей экспоненциальной регрессии можно предсказать  $P_T(t)$  для конкретного значения  $t$  без предварительного определения коэффициентов экспоненциальной модели. Это значит, что для данных моделей надежности возможен прогноз отказов оборудования, что может предупредить аварию.

Таким образом, на основании проделанной работы можно сделать вывод о тенденции уменьшения надежности промышленных трубопроводов одного из месторождений Пермского края, что является весомой причиной для поиска мероприятий, способных увеличить надежность трубопроводной системы.

## Литература

1. Дейнеко С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство "Техника", ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.
2. Промысловые трубопроводы / В. Д. Куликов, А. В. Шибнев, А. Е. Яковлев, В.Н. Антипьев. – М.: Недра, 1994.
3. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов / Госстрой России – М.:ГУП ЦПП, 1994.
4. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. – М.: Наука, 1965. – 524 с.
5. Дейнеко С. В. Построение моделей надежности газонефтепроводов методом компьютерного моделирования: Лабораторный практикум. – М.: Издательство "Техника", ТУМА ГРУПП, 2007. – 80 с.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
АВИАЦИОННОГО СКОНДЕНСИРОВАННОГО ТОПЛИВА  
(FACILITIES AND PERFORMANCE ASSESSMENT OF USING  
AVIATION CONDENSED FUEL)**

Невар К.С.

(научный руководитель к.э.н., доцент Пельменёва А.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время, в условиях роста числа грузо- и пассажиропотока на территории России, весьма актуальным становится исследование возможности использования газа в качестве авиатоплива. Для России, как мирового лидера газовой промышленности, реализация проекта производства авиационного сконденсированного (газового) топлива и масштабной модификации газолётов особенно важен. В мировом масштабе возможное проявление интереса к теме АСКТ обусловлено тенденцией ожидаемого истощения традиционных энергетических ресурсов, падением добычи нефти и связанным с этим уменьшением производства жидкого топлива, включая и авиакеросин.

Кроме того, мировую общественность беспокоят вопросы влияния всё увеличивающегося количества воздушного транспорта на атмосферные процессы. Таким образом, у России есть все возможности – и ресурсные, и технологические, – чтобы занять в мире лидирующие позиции в развитии рынка газомоторного топлива.

Существует несколько точек зрения на внедрение газового топлива: специалисты расходятся во мнении, какую технику и на какой вид газового топлива целесообразно переводить в приоритетном порядке. Ряд исследователей предлагает использовать газомоторное топливо в авиации с более эксплуатационно приемлемых газов пропан-бутанового ряда. Затем, приобретя опыт, подготовив кадры и используя прибыль, полученную на этом этапе, перейти к более сложному и дорогому внедрению криогенного СПГ – сжиженного природного газа (метана) и потом, возможно, – к внедрению водорода. Данная стратегия позволит быстрее внедрять научные достижения каждого этапа в производственную практику, а полученные средства – направлять на дальнейшие исследования. При значительно меньших затратах будет приобретен опыт эксплуатации газотопливных летательных аппаратов на относительно высоком уровне температур. Далее полученный опыт можно применить при создании авиационной техники, работающей на топливе на более низком температурном уровне. Но первоочередно перспективы массового использования различных газов или газовых смесей должна определять экономика.

На необходимость использования сжиженного газа в качестве газомоторного неоднократно указывали законодательные органы и

заинтересованные министерства РФ. Использование газового топлива полностью отвечает целому ряду международных документов по энергоэффективности, энергосбережению, экологии и другим, подписанным руководством России.

В мировой практике существуют реальные подтверждения возможности использовать газ как авиатопливо. Например, авиакомпания Virgin Atlantic Airways давно сокращает операционные издержки, используя смесь сконденсированного газа с традиционным авиакеросином. Первый в истории коммерческий рейс на новом топливе, в состав которого входит жидкий природный газ, авиакомпания Qatar Airways совершила еще в 2009 году. Однако, стоит отметить, что доля газового компонента на сегодняшний день в широко используемых топливах не превышает 50%.

Усилиями целого ряда исследовательских организаций: ЦАГИ, ЦИАМ, ГосНИИ ГА, НИПИГазпереработка, Интеравиагаз и др. – было разработано альтернативное авиационное сконденсированное газовое топливо пропан-бутанового ряда (АСКТ), которое относительно несложно получать из попутного нефтяного (ПНГ) или «жирного» природного газа по ТУ 39-1547-91.

АСКТ имеет немало преимуществ перед авиакеросином: меньшую стоимость, более высокую теплотворную способность, меньшие нагароотложения и, как следствие, меньший износ двигателя, меньший объем выбросов при сгорании топлива, ускоренный запуск в зимних условиях и пр. Технология производства АСКТ отработана в НИПИГазпереработка.

Применимость АСКТ в реальных условиях была доказана в ходе многочисленных наземных и лётных испытаний экспериментального вертолёт Ми-8ТГ. Первый в мире гибридный опытно-промышленный образец вертолёт Ми-8ТГ, оба двигателя которого могут работать как на АСКТ, так и на традиционном авиакеросине, а также на их смесях практически в любой пропорции, был создан в начале 1990-х годов на ОАО «Московский вертолётный завод им. М. Л. Миля». Этот вертолёт показал отличные результаты на существующих режимах, характерных для Ми-8Т. Расчеты и испытания показали, что при переходе на газовое топливо характеристики вертолёт остаются практически неизменными, а некоторые даже улучшаются (в том числе при эксплуатации в условиях пониженных температур). Позже Ми-8ТГ получил более 20 наград и номинаций на различных выставках. Доказано, что использование АСКТ возможно и на самолётах – как существующих (Як-42, Ил-114, возможно, Ан-2), так и перспективных (Ту-136) с газотурбинными и с поршневыми двигателями.

АСКТ, представляя собой смесь парафиновых углеводородов от пропана (С<sub>3</sub>) до гексана, соответствует техническим условиям (ТУ 39-1547-91) и предусматривает ограничение на содержание пропана – не

более 7,2 % (масс.), так как он в основном и определяет давление насыщенных паров в топливном баке при плюсовых температурах. Таким образом, топливо полностью удовлетворяет всему комплексу требований со стороны авиационной техники. По экспертным оценкам, при его сгорании выделяется на 25–30 % меньше парниковых газов, чем от авиакеросина.

Таблица 1. Групповой углеводородный состав топлив ТС-1 и АСКТ  
(% масс.)

| Углеводороды  | ТС-1    | АСКТ |
|---------------|---------|------|
| Парафиновые   | 42-32   | 100  |
| Олефиновые    | 1,1-2,0 | 0    |
| Нафтеновые    | 30-49   | 0    |
| Ароматические | 11-21   | 0    |

Источник: [Наука и транспорт. Гражданская авиация — No 3 2013].

Основным сырьем для получения АСКТ является ПНГ. Групповой углеводородный состав топлив ТС-1 и АСКТ приведен в табл. 1

Известно, что по склонности к дымообразованию углеводороды располагаются в такой последовательности:

парафиновые <олефиновые <нафтеновые <ароматические.

Парафиновые углеводороды, из которых состоит АСКТ, не только характеризуются самыми малыми значениями фактора дымности, но и менее всего склонны к образованию нагара. Этим и определяется существенно меньшая склонность АСКТ к дымлению по сравнению с авиакеросинами. Меньшая склонность к отложению нагара на стенках камеры сгорания и лопатках турбины обуславливают при использовании АСКТ возможность значительного увеличения ресурса двигателей.

По удельной теплоте сгорания АСКТ превосходит реактивное топливо ТС-1 на ~5,0 %, что позволяет иметь соответственно меньший запас топлива (по массе) при неизменной дальности полета. АСКТ улучшают транспортную эффективность средних и тяжелых транспортных самолетов на 25% и 15% при эксплуатации с коммерческими полезными нагрузками.

В отличие от ТС-1, полнота сгорания которого тесно связана с температурой окружающей среды и значительно снижается в области низких отрицательных температур из-за увеличения вязкости и ухудшения процесса его испарения, АСКТ имеет температуру кипения примерно –10 °С, а при отрицательных температурах имеет в несколько раз меньшую вязкость и испаряется значительно легче. Это позволяет понизить температурный порог эксплуатации авиатехники с –40 до –50 °С и ниже. Возможность двигателя работать на смеси АСКТ и керосина позволит

варьировать величину этого порога. Правда, меньшая вязкость несколько ухудшает противоизносные свойства АСКТ, но их можно легко улучшить с помощью противоизносных присадок, похожих на вводимые в гидроочищенные авиационные топлива.

В АСКТ практически отсутствуют гетероатомные соединения (меркаптаны, сульфиды, дисульфиды и др.), которые ухудшают эксплуатационные свойства топлива: понижают термостабильность, вызывают коррозию конструкционных материалов, повышают склонность топлива к дымлению и отложению нагаров в камерах сгорания, ухудшают экологические показатели. В топливе ТС-1 содержание гетероатомных соединений может достигать 2 % (масс.). В АСКТ отсутствуют механические примеси и свободная вода. Это обусловлено специфической (изолированной от атмосферы) технологией его получения, хранения, транспортировки и заправки. Отсутствие гетероатомных соединений позволяет повысить наработку на отказ для авиационных двигателей всех видов летательных аппаратов и увеличить их срок службы и межремонтный пробег.

ТС-1 при хранении на борту летательного аппарата и на складе ГСМ, а также при некоторых вариантах перекачки и заправки находится в постоянном контакте с воздухом. Это повышает вероятность пожара. В отличие от АСКТ, продукты сгорания топлива ТС-1 обладают содержанием значительную долю конденсированных частиц (сажи, капель, мехпримесей). Поэтому разлитое реактивное топливо будет гореть дольше и с более интенсивным излучением пламени, чем АСКТ. Пролившееся реактивное топливо пропитывает поверхностный слой земли и смачивает конструкционные элементы, способно накапливаться в грунте, создавая риск пожара и негативных экологических последствий.

Отсутствие контакта АСКТ с воздухом на всем пути от производства до двигателя сводит его пожароопасность к нулю за исключением случаев аварийной разгерметизации емкостей и трубопроводов с АСКТ. При плюсовых температурах окружающей среды газ будет испаряться и разноситься по ветру, при отрицательных температурах – разливаться, как и ТС-1, но испаряться при повышении температуры. Таким образом, экологические риски ниже, чем у АСКТ.

В продуктах сгорания реактивных топлив практически всегда присутствует группа полиароматических углеводородов (ПАУ) и продукты их химического взаимодействия с оксидами азота (нитроПАУ). Эти вещества в определенных условиях обладают канцерогенным и мутагенным воздействием на человека и животных. Продукты сгорания АСКТ экологически более чистые по сравнению с продуктами сгорания топлива ТС-1. Это обусловлено тем, что в АСКТ отсутствуют ароматические и непредельные углеводороды, смолистые вещества, а также существенно меньше сернистых соединений. В продуктах сгорания

АСКТ меньше конденсированных частиц и продуктов термического разложения исходных углеводородов. Из-за меньшего содержания углерода в составе АСКТ и меньших расходов топлива по сравнению с ТС-1 эмиссия углекислого газа в атмосферу меньше на 2–5 %.

В заключение следует отметить, что производство реактивного топлива ТС-1 основано на использовании дорогостоящего химико-технологического процесса и является относительно сложным. АСКТ находится в попутном нефтяном газе в естественном виде в смеси с другими газами. Его выделение производится обычными физическими процессами – сжатием и охлаждением газа и не требует сложного технологического оборудования. Исходя из различий в технологии, себестоимость производства АСКТ в 3–4 раза ниже, чем топлива ТС-1. Себестоимость производства АСКТ близка к себестоимости автопропана – ПБА, или бытового сжиженного газа – СПБГ, так как у них общая сырьевая база и они производятся на аналогичном оборудовании. Автопропан в ~2 раза дешевле, чем автобензин и авиакеросин; в труднодоступных газонефтедобывающих регионах их цена может различаться в 3–4 раза).

Коммерчески эффективность АСКТ показывает изменение максимально полезной нагрузки. АСКТ увеличивает дальность полета на 2,5% при максимальной полезной нагрузке. При максимальной заправке топливом и одновременно максимально допустимой загрузке дальность полета снижается приблизительно на 2%, но при этом увеличивается максимум эффективной загрузки за счет снижения массы топлива в баках из-за его более низкой плотности, чем у ТС-1. Данные характеристики и позволяют получить повышение транспортной эффективности на 15–25%.

В связи с химическими характеристиками и спецификой сырья, наиболее эффективно использование АСКТ в труднодоступных и малонаселенных арктических, северных, сибирских и дальневосточных, богатых ПНГ регионах России, составляющих около 70 % её территории. Данные территории характеризуются незначительной долей авиаперевозок в силу высоких тарифов на авиатопливо, которое тоже доставляется воздушным транспортом. Транспортная подвижность населения в этих регионах поддерживается постоянно растущими субсидиями, составляющими несколько миллиардов рублей в год. Перечисленные территории богаты ПНГ, излишки которого (от 20 до 40 млрд м<sup>3</sup>) из-за сложности транспортировки и отсутствия спроса на месте сжигаются в факелах. АСКТ в этих регионах будет в 3–4 раза дешевле авиакеросина. Учитывая теплофизические свойства АСКТ и низкие температуры, нормальные для северных широт, доработка воздушных судов может быть сведена к минимуму, что позволит обратить климатические особенности наших Севера и Арктики в преимущества.

Реализация предлагаемого проекта требует согласованной работы заинтересованных министерств РФ (Минрегионразвития, Минтранс, Минэнерго, Минсельхоз, Минэкономразвития и др.), регионов внедрения (ХМАО, ЯНАО, Коми, Саха, Красноярский и Приморский края и др.) и хозяйствующих субъектов. Наиболее целесообразно осуществление проекта на базе государственно-частного партнерства в рамках соответствующих Федерально-региональных программ при организующей роли государства (рис.1). [8]

| Государственно-частное партнерство   |  |  |
|--|--|--|
| Источники финансирования   |  |  |
| Государственный бюджет (15-20%)  | Бизнес-сообщество (80-85%)   |  |
| Пилотный проект  | Внедрение  |  |
| <p>Модификация воздушных судов.<br/> Минизаправочный комплекс. МГБУ для производства АСКТ.<br/> Допуск АСКТ к эксплуатации.<br/> Подконтрольная эксплуатация. Сертификация<br/> Льготные условия кредитования и использования модифицированных летательных аппаратов</p> | <p>1-й этап<br/> 1-3 авиаотряда по 3-5 модифицированных воздушных судов в каждом</p>                         | <p>2-й этап<br/> Серийное производство 20-50 воздушных судов в год</p>   |
| Участники  |  |  |
| <p>ЦАГИ, ЦИАМ, ГосНИИ ГА, Вертолеты России, НИПИГазпереработка и др.</p>   | <p>Вертолеты России, НИПИГазпереработка, Авиакомпании, банки, нефтяные и газовые компании, регионы и др.</p> | <p>Вертолеты России, авиакомпании, банки, нефтяные и газовые компании, банки, лизинговые компании, регионы и др.</p> |
| Сроки реализации   |  |  |
| 2-4 года   | 1-2 года   | —  |

Рис. 1. Схема распределения инвестиций проекта  
Источник: [составлено автором].

Внедрение данного инновационного решения позволит увеличить объемы авиаперевозок и возродить региональную авиацию, а также

эффективно использовать избытки ПНГ, ускорить и удешевить процесс освоения сырьевых регионов Сибири, Севера, Дальнего Востока и Арктики, что даст огромный мультипликативный эффект. Таким образом, реализация проекта АСКТ может стать мощным драйвером экономики не только нефтедобывающих, но и в перспективе всей страны.

Возможные выгоды от проекта АСКТ в зависимости от его масштаба многосторонние: выигрывает не только регион, но и авиакомпании (за счет снижения эксплуатационных затрат) и государство (за счет уменьшения объемов субсидий, которые регулярно выделяются в целях совершения авиаперевозок в регионах с неудовлетворительной дорожно-транспортной инфраструктурой) (рис. 2).

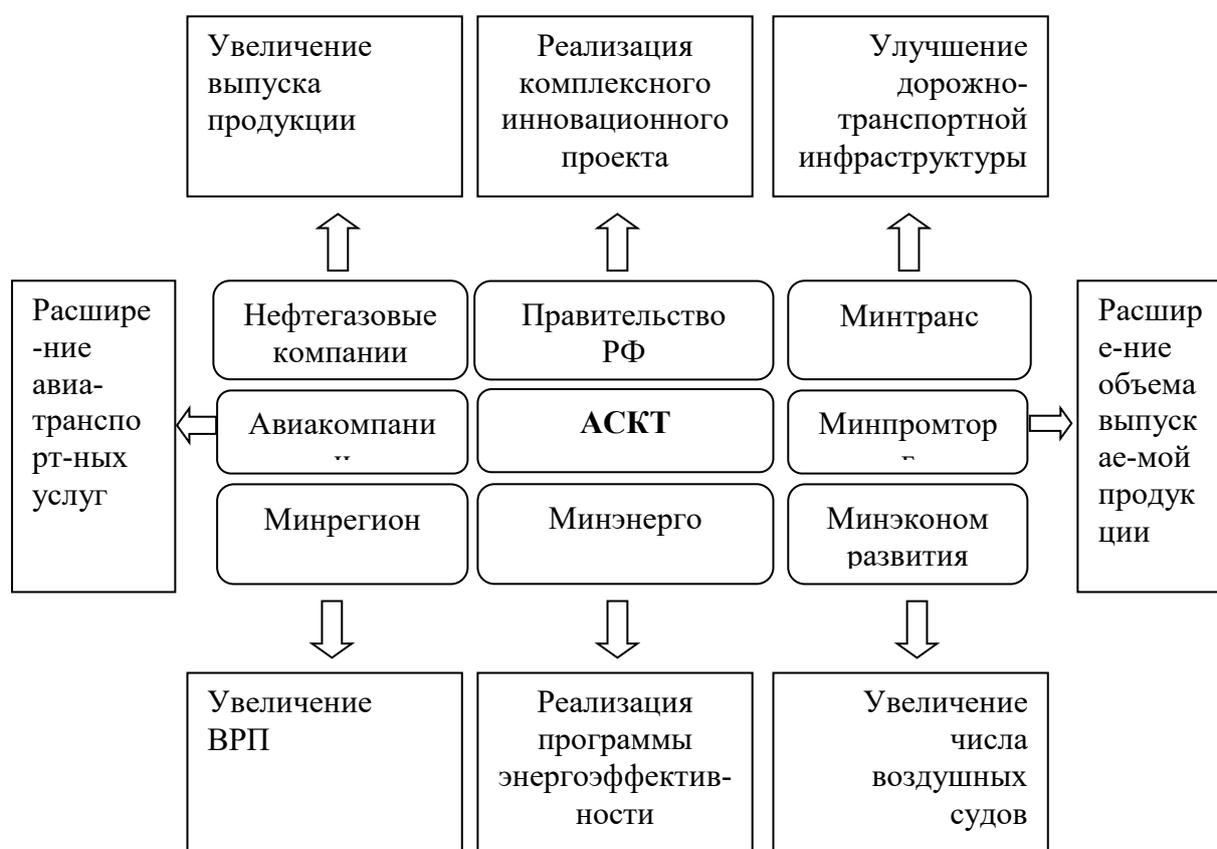


Рис. 2. Эффект от внедрения АСКТ для различных участников  
Источник: [составлено автором].

Внедрение АСКТ на воздушных судах региональной авиации может обеспечить существенный качественный и коммерческий эффект.

По ориентировочным оценкам, годовая экономия для парка вертолётов может составить около 12 млрд руб. (около \$400 млн). Кроме того, региональная авиация, согласно прогнозам ГосНИИ ГА, в 2025–2030 гг. может дополнительно сэкономить около 9 млрд руб. (около \$300 млн) в год. [8]

Переход вертолётов и самолётов региональной авиации на АСКТ позволит в перспективе высвободить, по различным оценкам, 1,0–1,5 млн т традиционного авиатоплива и рационально использовать от 3 до 6 млрд м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, а суммарная годовая экономия региональной авиации за счёт использования более дешёвого топлива может составить почти 20 млрд руб. в год (около \$350 млн). [8] Использование этого топлива на других воздушных судах, включая вновь разрабатываемые (Ми-38, Ан-140, Ту-136 и т. п.) также может принести существенную прибыль.

Также следует отметить качественные эффекты внедрения АСКТ на региональных воздушных судах:

- практически исключить снабжение жидким топливом силовых агрегатов, а также воздушного и наземного транспорта, обслуживающих нефтяные и газовые месторождения, комплексно переведя их на газовое топливо;

- уменьшить издержки при освоении новых месторождений;

- создать безотходную технологию выработки авиагаза из конденсата нефтяного газа с получением АСКТ и автомобильного пропан-бутана;

- повысить топливную независимость сырьевых регионов;

- рационально использовать попутные газы, сгорающие в факелах;

- увеличить площадь обслуживания нефте- и газодобывающих промыслов вахтовыми посёлками за счёт увеличения радиуса действия вертолётов при заправке их авиагазом от размещённых на месторождениях и морских платформах малогабаритных установок;

- удешевить авиаперевозки и возродить региональную авиацию;

- приобрести опыт эксплуатации летательных аппаратов на АСКТ при температурах выше криогенных, впоследствии использовать этот опыт при создании летательных аппаратов на криогенном природном газе;

- уменьшить размер субсидий, выделяемых на социально значимые авиаперевозки;

- способствовать взаимовыгодному объединению промышленных и сырьевых регионов России;

- восстановить в северных регионах социальные достижения прошлого, которые традиционно обеспечивали вертолёты, такие как скорая медицинская помощь, обслуживание оленеводов, доставка почты и продуктов в дальние посёлки и геологические экспедиции и т. п.

- уменьшить воздействие на экологически хрупкую среду тундры, в которой сосредоточены основные запасы российской нефти, газа и других полезных ископаемых;

- улучшить экологическое состояние воздушной среды в районах интенсивной нефте- и газодобычи и переработки, а также в районах аэропортов и в верхних слоях атмосферы;

— способствовать развитию внутреннего туризма, в том числе экологического и экстремального;

— способствовать увеличению рабочих мест и ускоренному развитию производительных сил в регионах за счёт расширения авиаработ и увеличения грузоперевозок;

— в перспективе увеличить валютную выручку России за счёт продажи транспортной техники, работающей на газовом топливе, газомоторного топлива, установок для его получения и квот на выбросы CO<sub>2</sub>.

— в перспективе развить внешние рынки АСКТ [7].

Учитывая отсутствие на зарубежных рынках газотопливных летательных аппаратов, можно с уверенностью предположить, что их появление в России вызовет определённый интерес и у иностранных покупателей. Для продажи на внешнем рынке Россия наряду сдвухтопливными вертолётами и самолётами может предложить и авиационное сконденсированное топливо или лицензию на его производство, а также весь комплект наземных средств для систем топливоснабжения и обеспечения полетов.

Проведенный DCF-анализ показал ожидаемый ЧДД проекта, равный 5,2 млрд. руб. с выходом на полную окупаемость через 6 лет после осуществления первоначальных инвестиций. При этом не учитывались возможность получения выгод на внешнем рынке, за счет которых выгоды проекта могут быть увеличены в первые 10 лет существования проекта в 2 и более раза.

Потенциальными покупателями газотопливной техники и АСКТ могут быть страны ближнего зарубежья, в первую очередь Казахстан, Беларусь, Украина, Азербайджан, Армения и другие страны, имеющие вертолёты семейства Ми-8: бывшие страны СЭВ (Румыния, Польша, Болгария и др.) и развивающиеся страны (Китай, Перу, Мексика, Египет и др.). Большой интерес могут проявить и страны, имеющие сырьевую базу для производства АСКТ – нефтяной газ: Норвегия, страны Ближнего Востока (Кувейт, Саудовская Аравия, Ирак, Иран и др.), Юго-Восточная Азия (Индонезия, Вьетнам).

Несмотря на то, что сжиженные газы пропан-бутанового ряда достаточно давно используются в автомобильных и других двигателях внутреннего сгорания, а технология производства АСКТ достаточно проста и принципиально отработана в России, широкие возможности газолётов на АСКТ до сих пор не используются. Необходима тщательная разработка стратегии проекта и схема распределения рисков, которая позволит максимально эффективно реализовать его и приобрести опыт массовой эксплуатации летательных аппаратов на газовых топливах.

## Литература

1. Бакулин В. Н., Брещенко Е. М., Дубовкин Н. Ф., Фаворский О. Н. Газовые топлива и их компоненты. — М.: МЭИ, 2009.
2. Разносчиков В. В., Яновская М. Л. Оптимизация состава авиационного сконденсированного топлива для транспортных самолетов // АвтоГазоЗаправочный Комплекс плюс Альтернативное топливо. — 2010. — № 4 (52). — С. 11–15.
3. Братухин А. Г., Яновский Л. С., Разносчиков В. В. и др. Оценка эффективности пассажирских самолетов на сжиженном природном газе // Авиационная промышленность. — 2010. — № 1. — С. 8–16.
4. Авиаглобус. — 2009. — № 123.
5. Зайцев В. П. К вопросу об эффективности внедрения авиационного сконденсированного топлива// Наука и транспорт. Гражданская авиация — 2013. — № 3 (7). — С. 38-43.

# **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАТЕРИАЛЬНОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ КPI (ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF FINANCIAL ON THE BASIC OF KPI'S)**

Исламгалиева Е.Р., Никитюк А.С.

(научный руководитель к.э.н., доцент Исламгалиева Е.Р.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На современном этапе развития экономики Российской Федерации одним из основных факторов интенсификации развития страны является повышение эффективности работы предприятий топливно-энергетического комплекса. Это связано с тем, что для российской экономики характерна большая зависимость от сырьевого сектора.

Именно поэтому повышение эффективности работы предприятий нефтегазодобывающего комплекса имеет существенное значение. Следует отметить, что целью осуществления любого предпринимательства является получение максимальных доходов при минимальных затратах капитала в условиях конкурентной борьбы. Поэтому так важно эффективно распоряжаться теми ресурсами, которые есть на предприятии.

Результат деятельности любого предприятия есть совокупность результатов ее работников на каждом индивидуальном рабочем месте, таким образом, человек, с его творческим потенциалом, накопленным багажом умений, знаний и профессиональных навыков, становится важнейшим стратегическим ресурсом, которым нужно грамотно управлять. В последнее время виден явный прогресс в отношении работодателей к персоналу: наемная рабочая сила формирует новую ценностную категорию «человеческий капитал». В постиндустриальной инновационной экономике человеческому капиталу отводится роль движущей силы. Именно человеческий капитал, а не заводы, оборудование и производственные запасы являются краеугольным камнем конкурентоспособности, экономического роста и эффективности.

Инвестируя в работников, предприятия стремятся активизировать трудовую отдачу, сократить потери рабочего времени, повысить производительность труда, а, следовательно, укрепить свои конкурентные позиции. При этом мнение самых эффективных руководителей преимущественно заключается в том, что повышение эффективности трудовой деятельности является важнейшим фактором повышения производительности труда и, в конечном счете, является решающим фактором успеха в управлении предприятием.

Проблема повышения производительности труда особенно актуальна, так как Россия отстает по этому показателю от мирового уровня в несколько раз. Так, производительность труда по итогам третьего квартала 2014 года (в скобках — сведения за аналогичный период 2013

года) составила в «Роснефти» — 809,5 тысячи рублей на человека (860,1 тысячи рублей), в «Лукойле» — 111,5 тысячи рублей на человека (122,1 тысячи рублей).

Следует отметить, что в условиях ограниченности ресурсов повышать эффективность управления персоналом всеми известными теории науки методами не рационально, так как это приведет к существенному повышению затрат на управление персоналом и снизит эффективность проводимых мероприятий. Вследствие этого компаниям необходимо выбрать из существующих подходов наиболее эффективный, это позволит снизить и издержки на реализацию мероприятий, связанных с изменением системы управления персоналом, и временные затраты на проведение данных мероприятий

Одним из основных методов оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы является сопоставление выпущенного объема продукции и затраченного для обеспечения выпуска данного объема продукции фонда заработной платы.[1] Данный показатель в экономической теории называется «зарплатоотдача» и рассчитывается по формуле

$$K_{zo} = V/\Phi ЗП, \quad (1)$$

где  $K_{zo}$  – зарплатоотдача,

$V$  – объем производства,

$\Phi ЗП$  – фонд заработной платы.

Недостатком анализа эффективности стимулирующей функции на основе зарплатоотдачи является тот факт, что рост объемов выпуска может быть связан с затратами не только в области оплаты труда, но и в сфере расширения производства и др. При этом данный метод может быть использован при анализе стимулирующей функции заработной платы в подразделениях с сопоставимыми технологиями, условиями производства и т.п.

Кроме показателя зарплатоотдачи широкое распространение получил показатель, обратный ему – коэффициент зарплатоемкости труда, показывающий, сколько рублей фонда заработной платы приходится на один рубль выпущенной продукции.

$$K_{зп} = \Phi ЗП/V, \quad (2)$$

где  $K_{зп}$  – зарплатоемкость,

$V$  – объем производства,

$\Phi ЗП$  – фонд заработной платы.

Данные показатели оценки стимулирующей функции заработной платы следует называть общими показателями. Зачастую на эти показатели влияют конъюнктурные сдвиги, которые могут существенно изменять указанные соотношения безотносительно к изменению эффективности стимулирующей функции заработной платы. Так, рост мировых цен на энергоносители приведет к росту показателя «зарплатоотдача» на

предприятиях топливного комплекса, однако эффективность систем стимулирования на указанных предприятиях в таком случае может не измениться. Еще одним недостатком общих показателей является невозможность их применения к отдельным структурным подразделениям предприятия. Они характеризуют в целом уровень эффективности стимулирующей функции на предприятии. При этом существует объективная необходимость контроля эффективности стимулирования работников в каждом подразделении.

Для преодоления недостатков общих показателей я предлагаю рассмотреть несколько специальных показателей оценки стимулирующей функции заработной платы. [2]

1. Интегральный показатель эффективности стимулирующей функции заработной платы (Пиэф) - средневзвешенная оценка выполнения КРІ по подразделению за период, отнесенная к премиальным выплатам по подразделению за соответствующий период в расчете на одного работника.

Для решения вопроса о сопоставимости величин оценок КРІ между собой предлагается разработать и использовать пять уровней выполнения КРІ. Наихудшему уровню «не выполнено» присвоить оценку  $O_1=1$ , а наилучшему выполнению КРІ «идеально» присвоить оценку  $O_5=5$ . Применение данного подхода потребует сравнить соотношение между фактическим и плановым исполнением КРІ ( $KPI_{\text{фi}}/KPI_{\text{плi}}$ ) с уровнями выполнения КРІ и поставить соответствующую оценку -  $O_i$ . При этом формула расчета (Пиэф) примет следующий вид:

$$П_{\text{эф}} = (\sum (O_i \cdot K_i)) / (P \cdot q) \quad (3)$$

где  $K_i$  - удельный вес показателя с учетом его значимости,

$P$  - объем премирования за период в подразделении,

$q$  - количество работников в подразделении.

2. Показатель корреляционной оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы (ПКмф) – показатель, отражающий уровень линейной корреляции между средневзвешенной оценкой выполнения КРІ по подразделению за ряд периодов и премиальными выплатами в расчете на одного работника за соответствующие периоды. Корреляция позволит выявить наличие статистической взаимосвязи между объемом премиальных выплат и эффективностью работы подразделения. Пусть объясняющей переменной ( $x$ ) будет средневзвешенная оценка выполнения КРІ по подразделению, а объясняемой ( $y$ ) будет уровень премиальных выплат за соответствующий период в расчете на одного работника по подразделению.

$$\rho_{xy} = (\overline{xy} - \bar{x} \cdot \bar{y}) / (\sigma_x \cdot \sigma_y), \quad (4)$$

где  $\overline{xy}$  – средняя величина произведения переменных  $x$  и  $y$ ,

$\bar{x}$  – средняя величина средневзвешенного выполнением КРІ по подразделению,

$\bar{y}$  – средняя величина уровня премиальных выплат,

$\sigma_x$  и  $\sigma_y$  – среднеквадратичное отклонение по переменным  $x$  и  $y$  соответственно.

В случае, если корреляция между объемом премиальных выплат и эффективностью работы подразделения будет стремиться к единице, это позволит сделать вывод о том, что за более эффективный труд работники получают большую премию, в противном случае данный показатель свидетельствует либо об отсутствии взаимосвязи между данными показателями, либо, что еще хуже, об обратной взаимосвязи между ними.

Периодическое применение интегрального показателя оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы и показателя корреляционной оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы позволит своевременно выявить снижение ее эффективности. При этом следующим шагом в развитии системы стимулирования станет выбор оптимального пути повышения ее эффективности, механизма определения адекватного вознаграждения за результаты работы.

Анализ зарубежной теории и практики построения систем стимулирования показал широкое распространение систем стимулирования, построенных на ключевых показателях деятельности. Смысл использования КРІ состоит в том, что изначально предприятию, подразделению, работнику устанавливаются цели (чаще количественные), которые предприятие, подразделение, работник должны достичь в течение определенного периода времени. Индикаторами достижения целей служат ключевые показатели деятельности. С внедрением КРІ появляется возможность создавать для работников индивидуальные ориентиры. Подобные системы нашли широкое распространение как в США, так и в Европе. Эффективность их применения пошатнула концепцию пожизненного найма в Японии. [3]

Подобные системы стимулирования достаточно четко соответствуют организационной структуре и логике построения ВИНК, поскольку для осуществления своей деятельности они используют единое дерево целей, разветвляющееся по мере детализации организационной структуры и перехода от более высокого уровня управления к более низкому. Цели ВИНК достаточно стабильны, поэтому они позволяют сформировать определенные показатели деятельности, которые в дальнейшем будут использоваться для целей стимулирования.

Процесс формирования системы КРІ во многих ВИНК уже завершился, и система не претерпевает изменений, несмотря на то, что под влиянием внешней и внутренней среды ее эффективность снижается. Поэтому созданную систему КРІ необходимо постоянно

совершенствовать. Кроме того, не все компоненты системы КРІ сформированы в соответствии с деревом целей и требуют доработки.

Поэтому одной из основных задач теории заработной платы становится, с одной стороны, формирование механизма оценки эффективности систем стимулирования, а следовательно, стимулирующей функции заработной платы, с другой стороны – разработка методических подходов, позволяющих повысить эффективность систем стимулирования на основе КРІ.

Проведем анализ эффективности материального стимулирования на основе применения общих показателей. Для этого произведем расчет общих показателей оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы на основе деятельности НГДО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

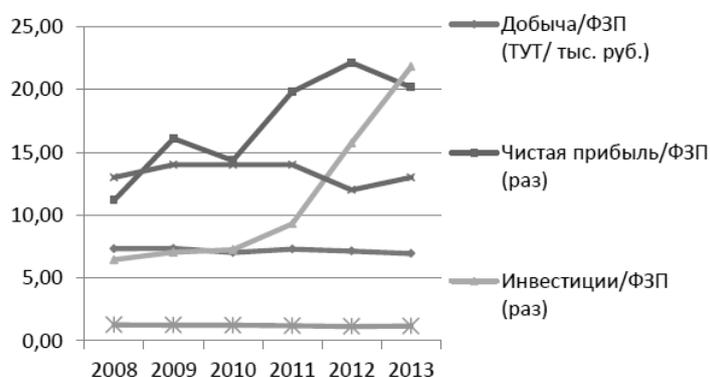


Рис.1- Динамика общих показателей НГДО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Контрольные показатели деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2013 год, доведённые письмом ОАО «ЛУКОЙЛ» от 27.12.2012 № ГФ-309 Л.)

Как видно из рисунка 1 за последние пять лет наблюдается незначительное снижение показателя зарплатоотдачи на 5,5% с 7,3 тонн условного топлива (ТУТ)/тыс.руб. до 6,9 ТУТ/тыс. руб. При этом на фоне изменения курса стоимости барреля нефти на мировых рынках (рисунок 2) наблюдается рост отношения чистой прибыли к фонду заработной платы с 11,2 раз до 20,2 раза или на 90% по сравнению с базовым периодом. В целом из рисунков видна существенная корреляция между соотношением чистой прибыли к фонду заработной платы и стоимостью одного барреля нефти на мировых рынках.



Рис. 2 - Динамика барреля нефти (brent)  
 ([http://minenergo.gov.ru/press/min\\_news/13529.html](http://minenergo.gov.ru/press/min_news/13529.html))

Одновременно с этим наблюдается положительная динамика между соотношением инвестиций и ФЗП. Так за период с 2008 г. по 2013 г. с 6,5 раз до 21,8 раз, что говорит о существенном нарастании интенсивности труда при освоении увеличивающихся объемов инвестиций при сохранении уровня оплаты труда на сравнительно стабильном уровне. Доля расходов на персонал в производственной себестоимости за последние несколько лет существенно не менялась и колебалась на уровне 10 - 11%. Анализ общих показателей эффективности стимулирующей функции заработной платы говорит о низкой эффективности расходования ФЗП в целом, так как несмотря на значительное увеличение чистой прибыли, вызванное ростом стоимости барреля нефти, и нарастанием объема инвестиционных расходов по этой же причине, мы не наблюдаем роста основного показателя – зарплатоотдачи. Темпы изменения физических объемов производства не опережают темпы роста ФЗП.

Для более детального изучения эффективности системы стимулирования перейдем к расчету специальных показателей эффективности. Расчет данных показателей проведем на основе информации по шести подразделениям нефтегазодобывающего предприятия. Учитывая процессную организацию работ, я выбрала следующие структурные подразделения НГДО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:  
 [4]

- на двух подразделениях, курирующих бизнес-процессы, цепочки добавления потребительной стоимости: управление технологии добычи нефти (далее – УТДН) и управление по бурению (далее – УБ);

- на двух подразделениях, курирующих обеспечивающие БП поддержки производства: управление охраны труда промышленной и экологической безопасности (далее – УОТПиЭБ), управление механоэнергетического и метрологического обеспечения (далее – УМЭМО);

- на двух подразделениях, курирующих обеспечивающие управленческие процессы: управление персоналом (далее – УП) и управление корпоративной безопасностью (далее –УКБ).

Для проведения расчета взаимосвязи заработной платы и результатов труда выдвинем гипотезу о существовании линейной корреляции между объемом премирования в подразделении и выполнением КРІ, закрепленных за ним. Для подтверждения этой гипотезы проанализируем динамику объема премирования по подразделениям и динамику выполнения КРІ за период с 2008 по 2013 гг.

На рисунке 3 представлена динамика премиальных выплат, входящих в состав заработной платы соответствующих подразделений в сравнимых ценах. На основе анализа премиальных выплат можно сделать вывод о их сравнительном постоянстве для всех подразделений на протяжении пяти лет. Постоянство премиальных выплат должно говорить о сравнительном постоянстве в выполнении основных показателей деятельности указанных структурных подразделений при выполнении условия постоянства численности подразделений. Так как на совокупный объем премирования влияет и численность, и качество выполнения показателей.

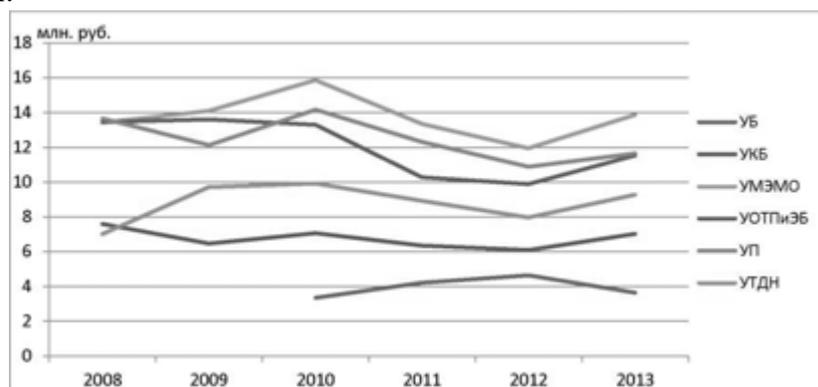


Рис. 3 - Динамика объема премирования по подразделениям НГДО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

(Положение о годовых премиальных выплатах работникам ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденное приказом «О внесении изменений в систему оплаты труда» от 21.10.2009 №а-592.)

Для целей оценки системы стимулирования проанализируем динамику интегрального показателя по годам в разрезе структурных подразделений.

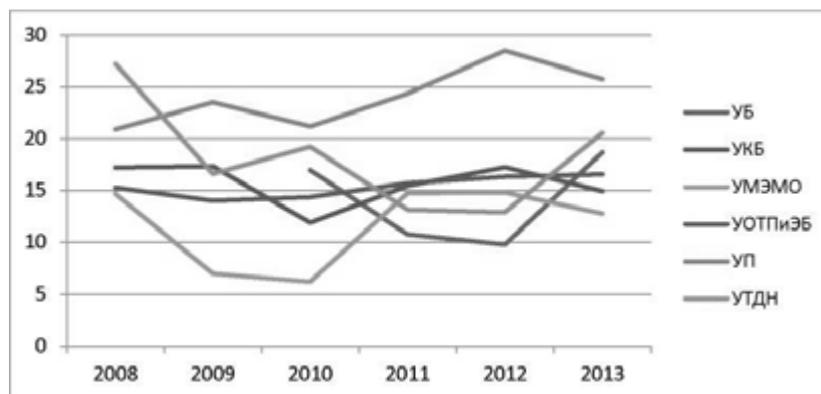


Рис. 4 - Динамика интегрального показателя НГДО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

(Положение о системе ключевых показателей деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утверждённое приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» «Об актуализации нормативно-методологической базы системы КПД» от 09.03.2011 № а-139.)

Фактические значения интегрального показателя по итогам 2013 года говорят о высокой эффективности стимулирующей функции для управления персоналом (на уровне 25 пунктов), при этом для остальных подразделений эффективность стимулирующей функции в среднем на 40% ниже, то есть наблюдается парадокс (получая в среднем на 15% больше премиального фонда в расчете на 1 работника, персонал выполняет основные КРІ в среднем на 25% хуже, чем работники УП). В целом можно говорить о существовании потенциала для роста эффективности системы материального стимулирования.

Произведем расчет показателя корреляционной оценки эффективности стимулирующей функции. За  $X$  примем средневзвешенную оценку выполнения КРІ по подразделению, а объясняемой  $Y$  будем считать уровень премиальных выплат за соответствующий период в расчете на одного работника.

Таблица 1

Расчет показателя корреляционной оценки эффективности стимулирующей функции НГДО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

| Показатель<br>Подразделение | $\bar{X}$ | $\bar{Y}$ | $\overline{X \cdot Y}$ | $\sigma_x$ | $\sigma_y$ | $\rho_{xy}$ |
|-----------------------------|-----------|-----------|------------------------|------------|------------|-------------|
| УБ                          | 3,07      | 0,21      | 0,60                   | 0,31       | 0,03       | -0,93       |
| УКБ                         | 3,78      | 0,20      | 0,75                   | 0,55       | 0,01       | -0,54       |
| УМЭМО                       | 2,60      | 0,19      | 0,49                   | 0,77       | 0,02       | -0,59       |
| УОТПиЭБ                     | 3,83      | 0,23      | 0,88                   | 0,49       | 0,02       | 0,54        |
| УП                          | 4,77      | 0,17      | 0,81                   | 0,15       | 0,02       | 0,29        |
| УТДН                        | 3,47      | 0,16      | 0,57                   | 0,83       | 0,03       | -0,20       |

Самое высокое значение среднеквадратичного отклонения наблюдается в подразделениях, курирующих бизнес-процессы, входящих в

цепочку добавления потребительной стоимости и бизнес-процессы поддержки производства. Более стабильно в отношении выполнения КРІ работают подразделения, которые курируют обеспечивающие управленческие процессы. Показатель корреляционной оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы ни в одном из случаев не стремится к единице, поэтому можно отметить, что нет линейной взаимосвязи между эффективностью выполнения КРІ и объемом получаемых премиальных выплат.

Таким образом, проведенный мною анализ общих и специальных показателей оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы говорит о недостаточной эффективности системы стимулирования. Для развития системы стимулирования необходимо провести ее анализ и выработать механизмы повышения ее эффективности. Проведение постоянного мониторинга общих и специальных показателей эффективности позволит осуществлять контроль на каждом этапе совершенствования системы стимулирования и своевременно корректировать принимаемые решения.

Однако стоит отметить, что даже при таком положении дел есть положительный экономический эффект от внедрения системы КРІ.

На основе данных о фактическом выполнении КРІ, разработанных на основе методических подходов, рассчитывается необходимый размер премиального фонда для анализируемой группы работников ( $V_p$ ). Далее указанный размер премиального фонда сравнивается с фактическим размером объема премирования по анализируемой группе работников ( $V_{pf}$ ). На основе этих данных производится расчет среднего отклонения премии за счет внедрения системы КРІ у анализируемой группы работников ( $F$ ) согласно формуле.

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n (V_p - V_{pf})}{n} \quad (5)$$

где  $n$  - количество работников в анализируемой группе.

Далее производится пересчет среднего отклонения премии за счет внедрения системы КРІ с анализируемой группы работников на все предприятие согласно следующей формуле:

$$Ef(KPI) = P \cdot D \cdot F + P \cdot D \cdot F \cdot Ve/Vm \cdot Qe \quad (6)$$

где  $Ef(KPI)$  - финансовый эффект от внедрения КРІ;

$P$  - количество работников в анализируемой группе;

$D$  - доля работников, у которых снизилась оценка;

$Ve$  - средний размер премирования на предприятии;

$Vm$  - средний размер премирования у анализируемой группы;

$Qe$  - количество работников всего.

По итогам выполнения разработанных в рамках компании ОАО «Лукойл - Пермь» показателей по функциональным подразделениям в области бурения и корпоративной безопасности и на основе данных выполнения показателей менеджерами среднего звена за 2012 год и с учетом коэффициентов для расчета размера годовых премиальных выплат, был произведен пересчет необходимого фонда оплаты труда для выплаты ГПВ, руководителям указанных подразделений.

При применении предложенных показателей, годовые премиальные выплаты руководителям изменились, что привело бы к возникновению экономии по фонду заработной платы в размере 200 тыс. рублей.

Пересчитаем оцененную эффективность внедрения системы КРІ на все предприятие ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» согласно вышеуказанной формуле. Совокупный экономический эффект по ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при этом составит порядка 4,5 млн.руб. С учетом численности работников бизнес-сегмента «Нефтегазодобыча в России» внедрение указанной системы позволит ежегодно экономить около 35 млн. руб. В целом по компании эффект от реализации составит около 150 млн. руб.

В ходе анализа деятельности ОАО «Лукойл – Пермь» была выявлена низкая эффективность применяемых для оценки систем стимулирования показателей. Таким образом, анализ показал, что в Компании не удалось добиться четкой взаимосвязи между результативностью производства и уровнем заработной платы. Для решения данной проблемы рекомендуется одновременно применять общие и специальные показатели оценки эффективности стимулирующей функции заработной платы. Общие показатели позволяют сравнивать эффективность стимулирования в различных ВИНК и их дочерних обществах, тогда как специальные показатели позволяют анализировать эффективность материального стимулирования в структурных подразделениях конкретной ВИНК.

### Литература

1. Волгин, Н.А. Рынок труда и доходы населения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bibliotekar.ru/rynok-truda-i-dohody/67.htm>
2. Ивелич, А. КРІ: технология или образ мышления [Текст]: справочник по управлению персоналом / А. Ивелич. – 2011. – № 5. – С. 12-16.
3. Модорский, А.В. Стимулирующая функция заработной платы в системе функций заработной платы [Текст] // Вестник Пермского университета. Серия «Экономика». – 2014. - №1. – С. 97-102.
4. Положение о формировании организационно-правовых документов структурных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденное приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» «Об утверждении Положения о формировании организационно-правовых документов структурных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 28.02.2012 № а-119. – С.120.

# ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ФАКТОРОВ РИСКА (OIL FIELD DEVELOPMENT ECONOMIC EFFICIENCY EVALUATION RISK-BASED)

Приндюк В.П.

(научный руководитель - доцент Лебедев А.С.)

ТюмГНГУ

Разработка и внедрение инвестиционных проектов в нефтяной отрасли происходит в условиях быстро изменяющейся внешней среды. В том числе, особенности отрасли накладывают значительную условность на информационную базу и технологические данные любого проекта. Поэтому экономический анализ проектов носит нечёткий характер. В таких условиях требуется достаточно глубокая проработка вопросов учёта риска и неопределённости при анализе проекта.

Первым этапом управления риском является его качественная оценка, т.е. анализ среды риска. Средой риска в данном случае является ситуация, когда известны возможные исходы осуществления проекта и статистические характеристики (вероятности) их появления.

Все риски, которые возникают при реализации проекта освоения месторождения, можно подразделить на несколько видов: риски, присущие любым проектам, независимо от их отраслевой принадлежности, а так же группу специфических отраслевых рисков (рисунок 1.1).

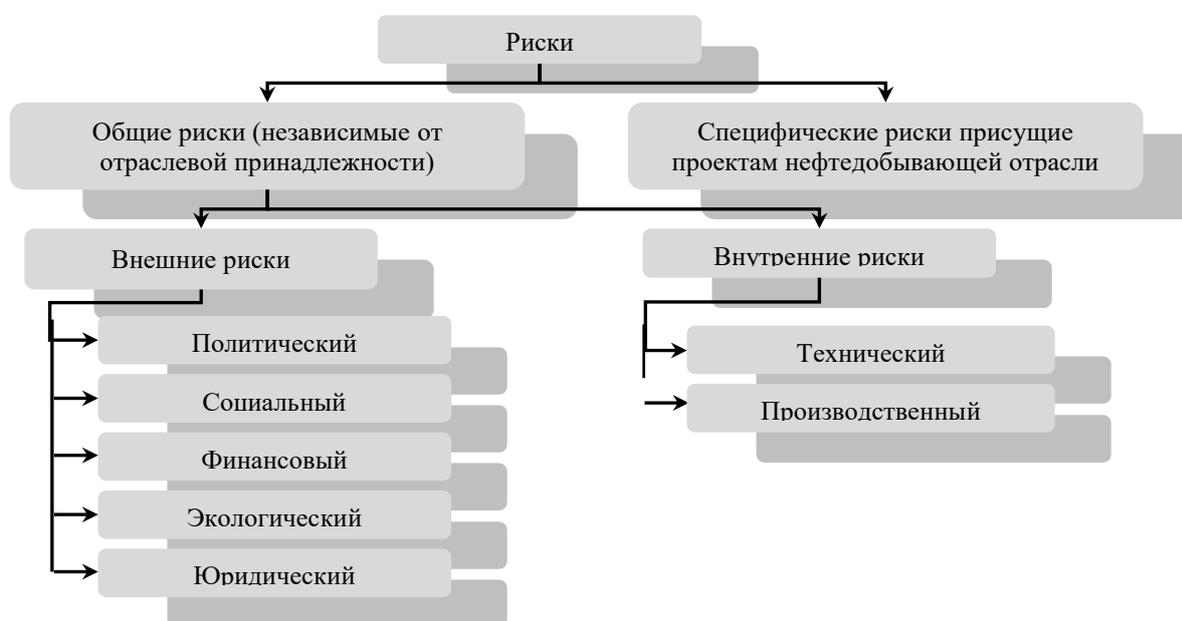


Рисунок 1.1. Классификация рисков

Специфические для нефтегазовой отрасли риски: риск неоткрытия месторождения; риск открытия нерентабельного месторождения; риск, связанный с неточным определением геолого-промысловых характеристик

объекта разработки; риск, связанный с завершением проекта; риск, обусловленный качествами участников проекта; риск, вызванный повышенной вероятностью возникновения форс-мажорных ситуаций [1, 2, 3].

Таким образом, краткое рассмотрение факторов риска позволяют выявить основные параметры проекта, которые могут быть подвержены влиянию неблагоприятных условий внешней и внутренней среды реализации проекта. В качестве таких параметров автор считает целесообразным рассматривать объемы добываемой нефти, цены реализации нефти на внешних и внутренних рынках, уровень капитальных и эксплуатационных расходов на реализацию проекта.

Методические подходы к оценке проектов в условиях риска можно подразделить на две категории:

- Анализ проектов без использования информации о степени влияния факторов нестабильности (в условиях неопределённости): статистический; нормативный метод; аналитический метод; анализ чувствительности; метод сценариев; анализ безубыточности; расчёт предельных значений исходных оценочных параметров.

- Оценка проектов в условиях риска, то есть при наличии информации о вероятностных характеристиках рассматриваемых параметров проекта: метод корректировки нормы дисконта; анализ риска с помощью дерева решений, метод аналогий; математическое ожидание; дисперсия дохода; метод Монте-Карло, метод реальных опционов (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Методические подходы к оценке рисков

| Название метода            | Суть метода  | Преимущества  | Недостатки  |
|----------------------------|--|---|---|
| 1. Статистический          | Анализ колебаний оценочного показателя за определенный период времени. По результатам проект относят к 5 областям риска.   | Прост в расчётах, удобен в использовании ретроспективных данных                                 | Сложно сопоставлять проекты, т.к. каждый проект уникален  |
| 2. Нормативный             | Основан на использовании системы финансовых коэффициентов (ликвидности, автономии и т.д.). Рассчитанные значения коэффициентов сравниваются с нормативными.                    | Простота и оперативность расчетов.  | Не учитывает влияние отдельных факторов риска. Может быть рекомендован отсечения явно неприемлемых проектов |
| 3. Аналитический           | Позволяет определить вероятность возникновения потерь на основе математических моделей (рассчитываются срок окупаемости, NPV, внутреннюю норму доходности, индекс доходности). | Может быть использован для приближенной оценки рискованности отдельных операций                 | Не позволяет учесть степень изменчивости основных показателей, определяющих величину эффекта инвестиций     |
| 4. Анализ чувствительности | Отслеживает изменения выходных данных проекта при изменении входных данных.  | Позволяет оценить те факторы риска, которые имеют наибольшее влияние на выходные характеристики | Не позволяет оценить факторы косвенного влияния на выходные данные по проекту                               |

|   |   |  |   |
|---|---|--|---|
|   |   | проекта  |   |
| 5. Метод сценариев                        | Является логическим продолжением анализа чувствительности. Метод позволяет проиграть различные варианты развития событий и учитывать влияние нескольких факторов  | С помощью этого метода можно получить достаточно наглядную картину для различных вариантов событий   |   |
| 6. Анализ безубыточности                  | Устанавливает зависимость прибыли предприятия от изменения цен на продукцию, постоянных, переменных издержек и объема продаж  | Можно установить диапазон безопасности по объему реализации, являющейся одним из критериев оценки риска                                      | Установка безопасности только для одного параметра – объема производства  |
| 7. Метод корректировки нормы дисконта     | Осуществляет приведение будущих потоков платежей к настоящему моменту времени по более высокой норме дисконтирования  | Простота, доступность, понятность.   | Прибыльные проекты, не предполагающие со временем существенного увеличения риска могут быть оценены некорректно   |
| 8. Анализ риска с помощью дерева решений  | Подразумевает выделение различные варианты решений, каждому варианту сопоставляются события и вероятности их наступления. Изображается графически.  | Возможно найти оптимальные решения и одновременно проранжировать различные способы действий  |   |
| 9. Метод экспертных оценок                | Группа экспертов выделяет, ранжирует и оценивает критерии, определяет вес каждого критерия. Затем подсчитывается общая оценка.  | Метод позволяет оценивать степень риска в условиях дефицита информации   | Мнения экспертов субъективны, как правило, эксперты имеют полярные точки зрения   |
| 10. Метод аналогий                        | Использование базы данных осуществленных аналогичных проектов для переноса их результативности на оцениваемый проект  | Прост в использовании  | В случае сложного проекта аналог найти практически невозможно   |
| 11. Метод Монте-Карло                     | Базируется на пошаговом нахождении значения результирующего показателя за счет проведения многократных опытов с моделью   | Наиболее информативный и точный  | Сложный, требует большого объема входящей информации  |
| 12. Метод основанный на реальных опционах | Используются в проектах, которые обладают свойством управленческой гибкости. Метод основывается на использовании инструментария оценки финансовых опционов (модели оценки опционов на финансовом рынке) | Возможность изменять параметры проекта по ходу его реализации. Если проект успешен, его возможно продлить, если нет – сократить или закрыть. | Купить или продать актив возможно по заранее оговоренной цене (цена исполнения опциона), в заранее оговоренный период времени (срок исполнения опциона) |

На сегодняшний день особое распространение получили несколько методов оценки риска: анализы чувствительности и безубыточности, метод сценариев и метод корректировки нормы дисконта.

Для оценки проекта в условиях риска, то есть вероятностной неопределенности авторами использован метод Монте-Карло или, иначе метод статистических испытаний, как наиболее информативных подход к

оценке риска. Сформирован следующий алгоритм использования метода Монте-Карло при диагностике риска трансформации сырьевого потенциала:

- 1) Формирование расчетной экономико-математической модели с учетом базовых технологических и внешних экономических условий проекта.
- 2) Определение статистических характеристик основных входных параметров модели – объемов запасов, цен на нефть и затрат.
- 2) Генерация значительной совокупности входных параметров.
- 3) Проведение испытаний, то есть оценки при разных отклонениях входных параметров от их математического ожидания.
- 4) Обработка полученной совокупности значений основных показателей эффективности проекта с целью определения ее статистических характеристик, отражающих уровень риска проектов (рисунок 1.2) [4].

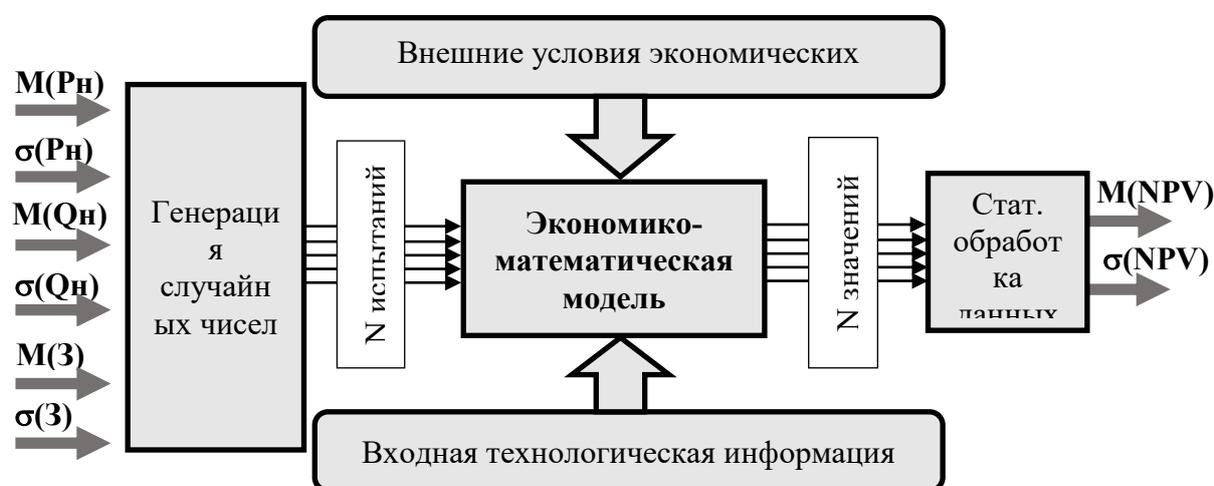


Рисунок 1.2. Схема использования метода Монте-Карло

Одной из основных проблем использования методов оценки риска является их высокая информационная емкость. Для решения задач необходимо прежде всего количественно оценить степень нестабильности внешней и внутренней среды. Наиболее сложным и существенным фактором риска нефтедобывающего производства является отраслевой риск.

Основной причиной возникновения отраслевого риска можно считать относительный характер геологических данных о промысловых объектах.

Научными исследованиями, проводимыми так называемой группой Маркшейдерии ВНИИ нефти [5] и другими промысловыми геологами [6], установлены статистические характеристики, оценивающие пороговую точность запасов, относимых к той или иной категории разведанности (таблица 1.2.).

Таблица 1.2 – Среднеквадратические отклонения величин запасов от их математических ожиданий

| Категория запасов            | A | B  | C1 | C2 |
|------------------------------|---|----|----|----|
| Точность подсчета запасов, % | 5 | 15 | 33 | 50 |

Зная необходимое соотношение между запасами различных

категорий при передаче месторождения в разработку и точность подсчета запасов нефти по каждой категории, можно вычислить необходимую точность определения запасов в целом по следующей формуле (1.1):

$$\sigma(Q) = \sqrt{\frac{(Q_A \sigma_A)^2 + (Q_B \sigma_B)^2 + (Q_{C1} \sigma_{C1})^2 + (Q_{C2} \sigma_{C2})^2}{Q_A + Q_B + Q_{C1} + Q_{C2}}}, \quad (1.1)$$

где  $Q_A, Q_B, Q_{C1}, Q_{C2}$  – объем запасов по категориям, в млн.т;

$\sigma_A, \sigma_B, \sigma_{C1}, \sigma_{C2}$  – отклонение запасов по категориям;

$\sigma(Q)$  – отклонение запасов по исследуемому объекту в целом [5].

Статистические характеристики ценовых условий реализации проекта могут быть определены на основе анализа статистических данных по ценам за необходимый период. Определение статистических характеристик капитальных и эксплуатационных расходов может быть основано на фактических данных по региону, а при их отсутствии могут быть использованы экспертные оценки.

Метод оценки инвестиционных проектов, который учитывает возможности изменения условий и выбора, назван методом реальных опционов. Он становится все более актуальным для оценки проектов в связи с динамичной, быстро меняющейся внешней средой и расширением гибкости в принятии управленческих решений.

Метод опционов рекомендуется использовать, когда:

1. Результат проекта подвержен высокой степени неопределенности.
2. Менеджмент проекта способен принимать гибкие управленческие решения при появлении новых данных по проекту.
3. Результат проекта во многом зависит от принимаемых менеджментом решений.
4. При оценке проекта по методу дисконтированного денежного потока ЧДД отрицателен или чуть больше нуля.

Рассматривая любой проект, менеджмент должен понимать, в чем состоит его гибкость, какие реальные опционы могут в нем присутствовать. Также нужно учитывать, сколько стоит реализация опциона, в каких случаях возможна эта реализация и какие выгоды она принесет.

В зависимости от того, при каких условиях опцион приобретает ценность для компании, выделяют следующие основные виды реальных опционов.

Первый опцион — возможность отсрочки. Отсрочка проявляется, когда компания может отложить решения по поводу основных инвестиций до некоторого момента в будущем, таким образом уменьшая риск проекта.

Второй опцион — один из самых распространенных — возможность изменения масштаба проекта. Опцион заключается в том, что менеджмент может увеличить или сократить масштабы проекта.

Третий опцион — опцион на выход — позволяет компании отказаться от реализации проекта при резком ухудшении конъюнктуры рынка. Компания может затем продать на сторону активы, возместив часть своих убытков, либо использовать их в других инвестициях.

Для оценки стоимости реальных опционов используются два основных метода:

- модель оценки стоимости опционов Блэка—Шоулза;
- биномиальная модель.

Модель оценки стоимости опционов Блэка—Шоулза проста как в изложении, так и в применении. Однако она имеет ряд ограничений:

- оцениваемый актив должен быть ликвидным (необходимо наличие рынка для оцениваемого актива);
- изменчивость цены актива остается одинаковой (то есть не происходит резких скачков цен);
- опцион не может быть реализован до срока его исполнения (европейский опцион).

Расчет стоимости реального опциона осуществляется по формуле Блэка—Шоулза (формула 1.2.), разработанной для оценки финансовых опционов типа «колл»:

$$\varepsilon_T = S_0 * \Phi * (d_1(T)) - I_0 * e^{-r_f T} * \Phi(d_2(T)), \quad (1.2.)$$

где S - положительные дисконтированные потоки;

I - потребность в дополнительном финансировании;

$r_f$  - безрисковая процентная ставка;

T - период времени;

e - число, являющееся основанием натурального логарифма (округленное значение 2,71828).

Кумулятивная функция стандартного нормального распределения (формула 1.3.):

$$d_1(t) = \frac{\ln(S_0/I_0) + \left( r_f + \frac{\sigma^2}{2} \right) * t}{\sigma \sqrt{t}} \quad (1.3.)$$

$$d_2(t) = d_1(t) - \sigma \sqrt{t}$$

где  $\sigma$  - волатильность;

t - время до истечения срока исполнения опциона (реализации содержащейся в опционе возможности) или время до следующей точки принятия решения.

Основные трудности, возникающие при применении этой модели, связаны с получением достоверных исходных данных, необходимых для расчета (время до реализации заложенных в проекте возможностей, значение дисперсии и т. д.). Автором предлагается решить эту проблему путем применения процедур ранее рассмотренного метода Монте-Карло.

Ниже представлены технико-экономические показатели по 2 вариантам освоения лицензионного участка (ЛУ) недр в ХМАО.

Таблица 1.3 – Сопоставление основных технико-экономических показателей освоения лицензионного участка недр

| Показатель                       | Значение   |            |
|----------------------------------|------------|------------|
|                                  | Вариант 1  | Вариант 2  |
| Накопленная добыча нефти, тыс.т  | 38 494.18  | 38 494.18  |
| Эксплуатационное бурение, тыс.м  | 1 182.50   | 1 182.50   |
| Ввод добывающих скважин, шт.     | 550        | 550        |
| Ввод нагнетательных скважин, шт. | 176        | 176        |
| Расчетный период, лет            | 32.00      | 32.00      |
| Выручка от реализации, млн.р.    | 737 102.61 | 471 403.41 |
| Транспортные расходы, млн.р.     | 21 219.90  | 0.00       |

Продолжение табл. 1.3

|   |            |            |
|---|------------|------------|
| Капитальные вложения, млн.р. (без учета НДС)            | 41 896.82  | 41 896.82  |
| Эксплуатационные затраты всего, млн.р.                  | 383 043.39 | 383 043.39 |
| *в т.ч. без амортизации и налогов                       | 132 172.75 | 132 172.75 |
| Прибыль от реализации, млн.р.                           | 51 428.90  | 3 125.30   |
| Поток наличности без дисконта, млн.р.                   | 51 288.82  | 2 985.22   |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 14,1%)           | 19 967.98  | 4 575.77   |
| Индекс доходности инвестиций, без дисконта, доли ед.    | 2.22       | 1.07       |
| Индекс доходности инвестиций, (дисконт 14,1%), доли ед. | 1.85       | 1.19       |
| Индекс доходности затрат, без дисконта, доли ед.        | 1.07       | 1.01       |
| Индекс доходности затрат, (дисконт 14,1%), доли ед.     | 1.09       | 1.03       |
| Внутренняя норма доходности, %                          | 50.51%     | 23.56%     |
| Срок окупаемости без дисконта, лет                      | 6.0        | 8.0        |
| Срок окупаемости (дисконт 14,1%), лет                   | 6.0        | 9.0        |
| Доход государства без дисконта, млн.р.                  | 490 524.32 | 294 348.62 |
| Доход государства (дисконт 14,1%), млн.р.               | 164 822.44 | 100 828.46 |

В соответствии с описанными выше методическими положениями для оценки эффективности освоения ЛУ недр проведен расчет безубыточности и чувствительности проекта к основным факторам риска (таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Показатели рекомендуемого варианта при разных сценариях развития условий реализации проекта

| Показатель                                 | Сценарий   |            |            |            |            |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|
|  | -27%       | базовая    | базовая    | -10%       | 10%        |
| <b>Добыча</b>                              |            |            |            |            |            |
| <b>Цена</b>                                | базовая    | -31%       | базовая    | -10%       | 10%        |
| <b>Затраты</b>                             | базовые    | базовые    | 35%        | 10%        | -10%       |
| Капитальные вложения, млн.р.               | 41 896.82  | 41 896.82  | 56 560.70  | 46 086.50  | 37 707.13  |
| Эксплуатационные затраты, млн.р.           | 296 083.65 | 280 624.76 | 401 967.32 | 324 209.98 | 359 942.01 |
| * без амортизации и налогов                | 132 172.75 | 132 172.75 | 178 433.22 | 145 390.03 | 118 955.48 |
| Выручка от реализации, млн.р.              | 430 141.58 | 404 154.52 | 585 731.10 | 475 294.79 | 707 693.15 |
| Прибыль от реализации, млн.р.              | -19 768.57 | -20 086.10 | -26 237.85 | -18 983.24 | 81 020.94  |
| Дисконтированный поток наличности, млн.р.: |            |            |            |            |            |
| * ставка дисконта – 14.1%                  | 42.95      | 260.34     | 169.97     | 1 212.41   | 39 519.19  |
| Доход государства, млн.р.                  | 115 130.58 | 101 365.55 | 157 342.29 | 125 524.65 | 197 420.61 |

Таким образом, проведенный анализ чувствительности ничего не дает. Используемые для оценки положения действующих регламентов позволяют решить не все задачи оценки. В частности, не предусматривают достаточно информативного подхода к оценке риска. Проведенный анализ не отвечает на вопрос о степени и вероятности изменения того или иного фактора. Для отражения такой информации и определения поведения проекта проведена оценка риска методом Монте-Карло. В качестве основных параметров проекта так же рассмотрены объемы добычи нефти, капитальные и эксплуатационные затраты.

В основу расчета среднеквадратического отклонения положены данные о ресурсах и запасах нефти. Поскольку для технологических расчетов использован коэффициент перевода ресурсов категории  $C_2$  в категории запасов  $BC_1$ , то для оценки риска может быть использовано среднеквадратическое отклонение соответствующих запасов на уровне 44 % от базового уровня.

Для расчета статистических характеристик ценовых условий проанализированы цены на нефть на конец каждого месяца за 4 года. Среднеквадратическое отклонение цен определено на уровне 14%.

Характеристики отклонения капитальных и эксплуатационных расходов установлены путем экспертных оценок на основе анализа опыта освоения ряда месторождений региона. Для совокупных затрат установлено среднеквадратическое отклонение – 17%.

Расчет статистических характеристик методом Монте-Карло проведен с использованием описанного выше алгоритма и разработанных автором расчетной модели и программ (Excel). Плотность распределения вероятностей для отдельного и совокупного влияния рискованных параметров представлена на рисунках 1.3-1.6.

Полученные результаты анализа показаны в таблице 1.5.

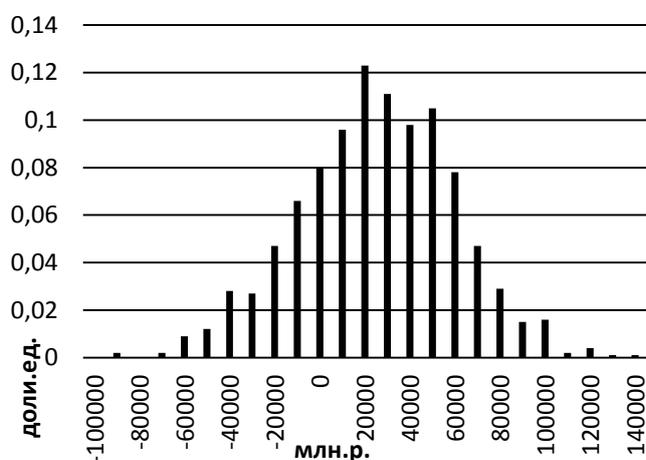


Рисунок 1.3. Плотность распределения вероятности значения NPV при изменении извлекаемых запасов

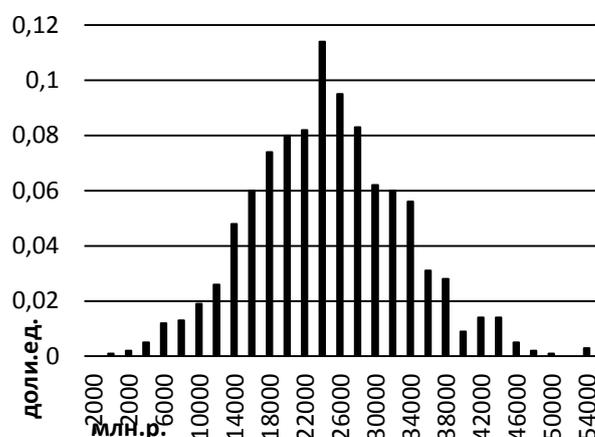


Рисунок 1.4. Плотность распределения вероятности значения NPV при изменении цены

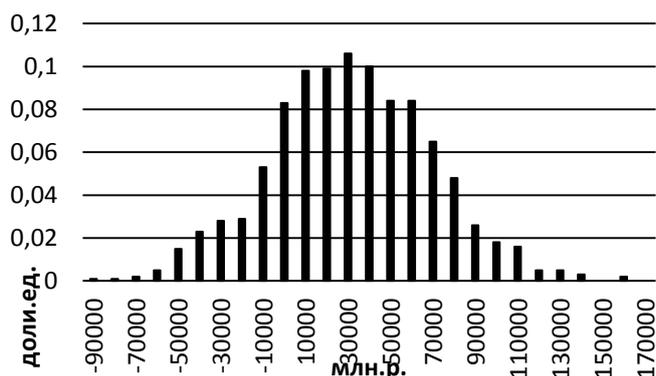


Рисунок 1.5. Плотность распределения вероятности значения NPV при изменении затрат

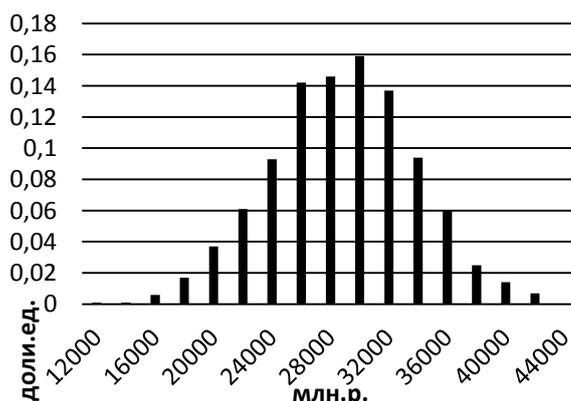


Рисунок 1.6. Плотность распределения вероятности значения NPV при изменении совокупных факторов

Таблица 1.5 – Исходные данные и результаты применения метода Монте-Карло для оценки риска освоения ЛУ при дисконте 14.1%

| Показатель   | Вариант 1 | Вариант 2 |
|--|-----------|-----------|
| Математическое ожидание извлекаемых запасов нефти, тыс.т.      | 38 610.00 | 38 610.00 |
| Среднеквадратическое отклонение извлекаемых запасов нефти      | 16988.40  | 16988.40  |
| Математическое ожидание мировой цены нефти, долл./барр.        | 107.00    | 107.00    |
| Среднеквадратическое отклонение мировой цены нефти             | 14.98     | 14.98     |
| Математическое ожидание внутрироссийской цены нефти, р./т.     | 12 000.00 | 12 000.00 |
| Среднеквадратическое отклонение внутрироссийской цены нефти    | 1 680.00  | 1 680.00  |
| Математическое ожидание капитальных вложений (без НДС), млн.р. | 41 896.82 | 41 896.82 |
| Среднеквадратическое отклонение капитальных вложений           | 7 122.46  | 7 122.46  |

|   |            |            |
|---|------------|------------|
| Математическое ожидание эксплуатационных затрат, млн.р.     | 383 043.39 | 383 043.39 |
| Среднеквадратическое отклонение эксплуатационных затрат     | 65 117.38  | 65 117.38  |
| Математическое ожидание NPV (влияние запасов нефти)         | 14 512.70  | -761.83    |
| Среднеквадратическое отклонение (влияние запасов нефти)     | 26 384.60  | 20 206.97  |
| Вероятность получения убытка (влияние запасов нефти)        | 0.28       | 0.50       |
| Математическое ожидание NPV (влияние цен)                   | 17 019.42  | 1 448.80   |
| Среднеквадратическое отклонение (влияние цен)               | 6 424.60   | 5 274.74   |
| Вероятность получения убытка (влияние цен)                  | 0.00       | 0.39       |
| Математическое ожидание NPV (влияние совокупных затрат)     | 19 899.55  | 4 464.81   |
| Среднеквадратическое отклонение (влияние совокупных затрат) | 3 351.00   | 3 467.87   |
| Вероятность получения убытка (влияние совокупных затрат)    | 0.00       | 0.10       |
| Математическое ожидание NPV (влияние всех факторов)         | 18 839.72  | 3 281.45   |
| Среднеквадратическое отклонение (влияние всех факторов)     | 27 954.85  | 22 657.38  |
| Вероятность получения убытка (влияние всех факторов)        | 0.24       | 0.45       |

Таким образом, использование метода Монте-Карло позволило определить вероятность получения предприятием убытка на уровне 24 %, при реализации продукции на экспорт, и 45 % - при варианте, не предусматривающим экспорт. В процессе дальнейшего исследования лицензионного участка и освоения риски могут быть снижены.

Для учета управленческой гибкости был применён метод реальных опционов на основе модели Блэка-Шоулза (традиционная модель для расчета опциона «колл») (таблица 1.6). Это дает возможность в ходе реализации проекта изменять его параметры.

Таблица 1.6 – Исходные данные и результаты применения метода реальных опционов для оценки риска освоения ЛУ

| Дисконт 14.1%  | Вариант 1 | Вариант 2 |
|--|-----------|-----------|
| Положительные дисконтированные потоки (S), млн.р.                | 41130.62  | 20998.13  |
| Потребность в дополнительном финансировании (I), млн.р.          | 5068.37   | 7813.28   |
| Чистый дисконтированный доход, млн.р.                            | 19967.98  | 4575.77   |
| Среднеквадратическое отклонение, млн.р.                          | 27954.85  | 22657.38  |
| Среднеквадратическое отклонение, доли.ед.                        | 1.400     | 4.952     |
| Период, лет  | 5         | 5         |
| Ключевая ставка, доли.ед.  | 0.075     | 0.075     |
| d1   | 2.354     | 5.659     |
| d2   | -0.777    | -5.413    |
| Кумулятивная функция стандартного нормального распределения (d1) | 0.991     | 1.000     |
| Кумулятивная функция стандартного нормального распределения (d2) | 0.219     | 0.000     |
| ИТОГ, млн.р.   | 39986.71  | 20998.13  |

В качестве информационной базы для данного метода использованы характеристики, полученные при расчете методом Монте-Карло. В результате применения подхода, полученные результаты свидетельствуют о достаточно высокой эффективности реализации решений, которые в наибольшей степени будут привлекательны для инвесторов при наличии возможности экспортной реализации.

Таким образом, для анализа исследуемых проектов в условиях нестабильности внешней и внутренней среды использован достаточно широкий спектр методик, применяемых более или менее часто на практике. В данной работе рассмотрены методы оценки проекта в условиях неопределенности, которые, как правило рекомендуются российскими методическими рекомендациями и регламентами [7, 8, 10], так и методика оценки проекта в условиях риска. В качестве методов оценки проекта в условиях неопределенности рассмотрены анализ безубыточности, анализ чувствительности проекта и метод оценки сценариев. А также предложения по внедрению методов Монте-Карло и реальных опционов.

### Литература

1. Фомичев А.Н. Риск-менеджмент: Учебное пособие. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2044. – с. 292.
2. Центр экономического анализа и экспертизы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.ceae.ru/> (дата обращения: 15.01.2014)
3. 32. Чернова Г.В., Кудрявцев А.А. Управление рисками: учеб. пособие. – М.: Проспект, 2009. – с. 160.
4. Лебедев А.С., Пленкина В.В. Управление сырьевым потенциалом нефтедобывающего производства в условиях нестабильной среды // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2001. - №5. - с. 120-127.
5. Фролов Е.В. Результаты предварительных исследований точности подсчета запасов нефти. / В кн. Вопросы маркшейдерии и горной геометрии в нефтедобывающей промышленности: Сб.науч.тр. – М.: ВНИИ, 1962. - с.154-166.
6. Дёмушкин Ю.И. Оценка разведанности залежи нефти пласта Б6 Правдинского месторождения / Труды ГИПРОТЮМЕННЕФТЕГАЗ. - вып. 17. - Тюмень, 1970.
7. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа [Электронный ресурс]: от 29.12.1995 г. / Электронный фонд правовой и нормативной документации «Техэксперт». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901839686> (дата обращения: 16.12.2013)
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. - Госстрой России, Минэкономики РФ, Минфин РФ. - №7-12/47 от 31 марта 1994 года.
9. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96/Минтопэнерго. – М., 1996. – с. 202. 23

**ИССЛЕДОВАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ОТ ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН  
(RESEARCH AND IMPROVEMENT OF TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS TO IMPROVE THE CLEANING OF THE BOTTOMHOLE ZONE FROM CUTTING DURING THE DRILLING OF MULTILATERAL WELLS)**

Рузиева А.В.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Зозуля Н.Е.)

Филиал РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в г. Ташкенте

Потребность в углеводородном сырье в Республике Узбекистан постоянно растёт, в связи с чем, нефтегазовым компаниям необходимо вовлекать всё более и более совершенные методы газо- и нефтедобычи и способы увеличения дебитов скважин. В настоящее время и в ближайшем будущем будут осуществляться поиск и освоение новых месторождений.

Одним из наиболее важных вопросов в практике строительства скважины является проблема транспортирования частиц выбуренной породы с забоя к устью скважины, что приводит к непредвиденным событиям и непродуктивным затратам времени. Качественная транспортировка шлама на поверхность является важным фактором при бурении многозабойных скважин.

Разрабатывая план очистки скважины, необходимо учитывать такие показатели, как производительность бурения и общие расходы на строительство скважины.

Для изучения поведения шлама в призабойной зоне проводятся стендовые испытания, целью которых является исследование транспортировки частиц в восходящем потоке в процессе промывки буровым раствором при различных зенитных углах макетного образца ствола скважины.

Неравномерность распределения скоростей некоторого объема бурового раствора в кольцевом пространстве скважины обусловлена эксцентрическим положением бурильной колонны. В наклонных и горизонтальных участках скважины такая неравномерность усугубляется расслоением раствора по вязкости и плотности с проявлением, так называемого, эффекта Бойкота. Знание профиля распределения скоростей в кольцевом пространстве может позволить эффективнее спроектировать программу промывки при очистке скважины от выбуренной породы. Экспериментальные работы при визуальном контроле позволят не только апробировать полученные ранее теоретические результаты, но установить новые закономерности.

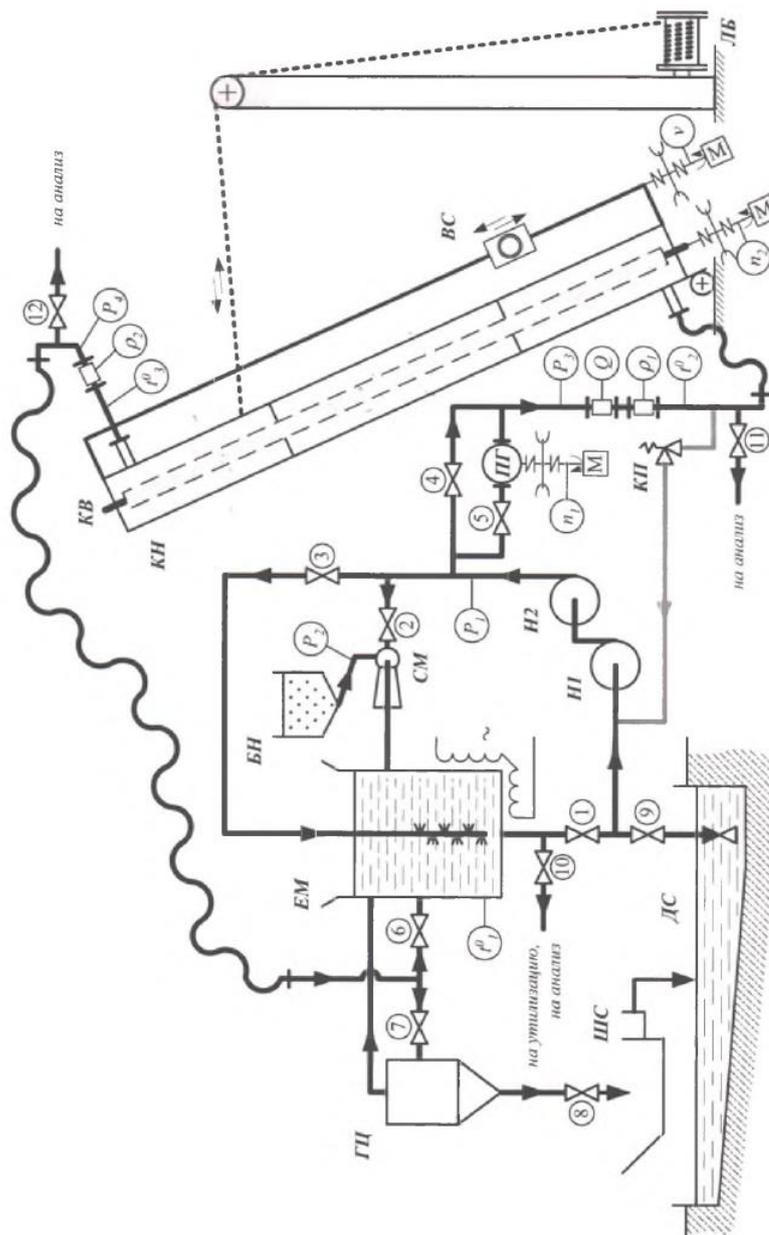
Для получения качественной оценки режимов течения и изучения гидродинамических процессов в кольцевом пространстве наклонных и горизонтальных скважин в ООО «ВНИИГАЗ» создан экспериментальный гидродинамический стенд. Общее назначение стенда следующее:

- экспериментальное изучение процессов гидротранспорта выбуренной породы;
- оценка удерживающей и несущей способности буровых растворов;
- проведение стендовых исследований по разработке критериев технической экспертизы буровых растворов и технологий очистки наклонных и горизонтальных скважин от шлама с учетом их профиля;
- техническая экспертиза проектных решений по буровым растворам и технологии промывки скважин;
- оценка эффективности разрабатываемых технических условий, требований и рекомендаций по технологии промывки скважин;
- исследование вытесняющей способности различных по составу и свойствам растворов;
- оценка адекватности результатов выполненных теоретических исследований и постановка задач новых разработок.

Экспериментальный гидродинамический стенд представляет собой замкнутую циркуляционную систему моделирующую ствол скважины, технологические режимы промывки, воздействие регулируемых и нерегулируемых факторов. Технологическая схема стенда представлена на рисунке 1.

Основным объектом исследования является наружная колонна (КН) (буквенные и другие обозначения см. на рисунке 2) и установленная в ней внутренняя колонна (КВ). Колонны КН и КВ, имитирующие обсадную и бурильную колонны (либо ствол скважины и обсадную колонну), располагаются на раме, которая может изменять угол наклона и фиксироваться в пределах от  $(5 \pm 5)^\circ$  до  $90^\circ$  от вертикали с помощью подъемного механизма (ЛБ). Внутренняя колонна может вращаться с частотой от 0 до 150 об/мин и располагаться по отношению к наружной колонне соосно или эксцентрично с помощью эксцентриковых фланцев, установленных в опорных узлах. Для визуального контроля за режимом течения раствора и фиксации происходящего процесса, наружная колонна состоит из стеклянных труб. Вдоль нее может передвигаться каретка с видеосканирующей аппаратурой (ВС).

Скорость передвижения каретки регламентируется движением частиц шлама в потоке жидкости, либо фронтом движения разнородных жидкостей в пробковом режиме и может плавно регулироваться в пределах от 0 до 1 м/с.



**Рисунок 1.** Технологическая схема экспериментального стенда.

Между стеклянной колонной (моделирующей обсадную колонну или ствол скважины) и стальной трубой (моделирующей бурильную или обсадную колонны) прокачивается жидкость по своим реологическим свойствам идентичная буровому или тампонажному раствору, либо буферной жидкости. Критическая скорость в кольцевом пространстве, при которой достигается развитый турбулентный режим течения раствора с динамическим напряжением сдвига порядка 10 Па, составляет 2,0 м/с.

Указанное значение скорости определяет требуемый расход бурового раствора в циркуляционной системе - до 16 л/с. Данный расход обеспечивается двумя последовательно соединенными Песковыми центробежными насосами (Н1, Н2), развивающими напор до 45 м. Для обеспечения безопасного ведения работ со стеклянными трубами,

рассчитанными на давление не более 0,4 МПа, установлен предохранительный клапан (КП).

Для исследования нестационарного гидродинамического режима течения жидкости используется гидравлический пульсатор (ПГ) с переменной частотой колебаний и синусоидальной амплитудой.

Циркуляционная система стенда представляет собой два замкнутых контура: малый - для приготовления исследуемого раствора и поддержания его заданных свойств; большой - для моделирования гидравлического канала ствола скважины и проведения экспериментальных работ.

Приготовление бурового раствора и подача реагентов из бункера (БН) осуществляется высокоскоростным струйным насосом (СМ), а перемешивание - гидropистолетом.

Забор бурового раствора осуществляется из ёмкости (ЕМ), оснащенной нагревательным элементом и поддерживающей температуру раствора до 80 °С.

В случае необходимости очистки раствора от шлама и песка используется гидроциклон (ГЦ) центробежно-гравитационного действия и стационарный шламособорник (ШС) с набором сит различной величины ячеек. Стенд имеет дренажную систему (ДС) для сбора раствора при демонтаже колонны, а также прошедшего через гидроциклон и сита с последующей откачкой его в ёмкость для хранения или утилизации.

Для проведения исследований стенд оснащен комплексом измерительной, регистрирующей и видео-фото аппаратуры. На рисунке 1 обозначены места установки контрольно-измерительных и регистрирующих приборов. Цифрами обозначена запорная арматура - затворы шланговые (далее по тексту - задвижки).

С помощью задвижек 1 - 9 возможно осуществлять регулировку потока раствора с абразивными включениями. Задвижки 10 - 12 предназначены для слива раствора на утилизацию или хранение, а также для забора раствора на анализ.

Габаритные и геометрические характеристики основного элемента стенда (колонна стеклянной и стальной трубы) подбирались на основе законов подобия гидромеханики, позволяющих переносить полученные результаты экспериментальных данных макетного образца на реальный ствол скважины. Отношение внутреннего диаметра стеклянной трубы  $D_{KH}$  к длине колонны  $L_K$  составляет 50, что исключает влияние концевых эффектов на среднюю часть объекта исследования. Для получения адекватных результатов и дополнительного устранения концевого эффекта, на входе колонны установлен фильтр, гасящий хаотичные завихрения при переходе потока жидкости из цилиндрического канала в кольцевой. Если рассматривать стеклянную колонну как ствол скважины, а

внутреннюю стальную трубу как обсадную колонну, то зазор между ними в 25 мм соответствует реальной разнице между диаметрами.

Данный стенд позволяет при прочих равных условиях проводить исследования для частиц шлама разных размеров для различных моделей жидкости (ньютоновской, неньютоновской)

Исследования факторов, влияющих на эффективность выноса шлама буровой жидкостью, проводятся при фиксированных значениях одних параметров и пошаговом изменении выбранного воздействующего фактора.

Образование забойного осадка, состоящего из выбуренной породы, вызвано накоплением ее на забое из-за недостаточной очистки потоком бурового раствора, уплотняющего действия перепада давления, агрегатирования частиц на забое.<sup>7</sup>

Причины накопления выбуренной породы на забое:

1. при подаче недостаточного количества бурового раствора;
2. тип долота и его вооружение;
3. режим промывки забоя скважины.<sup>8</sup>

Основные параметры, которые были рассмотрены и изучены это:

1. расход/ скорость движения в кольцевом пространстве.
- Исследования показывают, что для значений расхода свыше 40 м/мин, скорость движения в кольцевом пространстве оказывает наибольшее влияние на эффективность переноса. Реологические же характеристики могут оказывать максимальное влияние в том случае, когда  $AV < 40$  м/мин.(табл 1.)

Таблица 1. Зависимость скорости движения в кольцевом пространстве от расхода.

| Диаметр скважины | AV м/мин | Заданные значения расхода, Q, л/мин |                          |                            |
|------------------|----------|-------------------------------------|--------------------------|----------------------------|
|                  |          | (бурильная колонна 5")              | (бурильная колонна 5 ½") | (бурильная колонна 6 5/8") |
| 215,9 мм (8 ½")  | 50 – 65  | 1200 – 1550                         | Не применимо             | Не применимо               |
| 311,1 мм (12 ¼") | 50 – 60  | 3200 - 3800                         | 3000 - 3650              | 2700 - 3250                |
| 444,5 мм (17 ½") | * > 32   | > 4700                              | > 4500                   | > 4200                     |

<sup>7</sup> Отчет Лукойла по исследованию буферных жидкостей.

<sup>8</sup> Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: В 2 частях. – 2-е изд.

2. скорость движения в кольцевом пространстве и перенос шлама. Перенос шлама происходит намного медленнее, чем возврат бурового раствора на поверхность.

Перенос шлама длится дольше, чем движение бурового раствора:

3. скорость проскальзывания частиц ( $V_s$ ) и скорость переноса ( $V_a$ )

Циркуляция в количестве одного объема для возврата бурового раствора на поверхность недостаточна для очистки скважины.

Суммарная скорость перемещения шлама  $V_c = V_a - V_s$   
Эффективность переноса =  $V_c/V_a$  или  $1 - V_s/V_a$ .(рис. 2)



**Рисунок 2.** Проскальзывание частиц в динамическом и статическом состоянии.

4. влияние эксцентриситета буровой колонны.

Эксцентричная буровая колонна ухудшает эффективность очистки скважины:

а. В скважинах с большим углом наклона эксцентricность оказывает существенное воздействие на скорости движения бурового раствора.

б. Лучше предполагать, что большая часть буровой колонны в интервалах скважины с большим углом наклона будет находиться на нижней стороне ствола скважины, для которой эксцентricитет считают положительным.

в. Изменения эксцентricитета оказывают существенное влияние на падение давления в кольцевом пространстве, что влияет на скорости циркуляции.

5. влияние вращения буровой колонны

Вращение колонны улучшает эффективность очистки скважины:

а. Влияние осевых и вращательных скоростей движения бурового раствора в любой точке кольцевого пространства может быть объединено для получения окончательной скорости, которая повышает эффективность переноса шлама.

б. Вращение центрирует буровую колонну и обеспечивает более однородный поток бурового раствора и шлама в кольцевом пространстве – более эффективная очистка

в. Производится дополнительное механическое удаление скоплений шлама (бурильные замки / КНБК)<sup>9</sup>

Также рассмотрены ряд других факторов, не менее важных, которые оказывают различное влияние на вынос выбуренной породы:

1. Механическая скорость. При повышении механической скорости проходки, количество шлама в кольцевом пространстве увеличивается. Для эффективного бурения вертикальных скважин максимально допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5%. При бурении же наклонных скважин увеличение скорости проходки приводит к росту толщины осадка. Для удаления более толстого слоя осевшего шлама необходимо увеличение подачи бурового раствора. Важно контролировать и ограничивать механическую скорость проходки в наклонных скважинах, Так как толстый слой осевшего шлама труднее удалить из скважины/

2. Выбор диаметра долотных насадок. Если можно обеспечить такую подачу буровых насосов, которая достаточна для хорошей очистки ствола, то диаметр долотных насадок можно выбирать обычным путем так, чтобы гидравлическая мощность на долоте была оптимальной. При выборе диаметра насадок очень важно иметь в виду, что:

- Для некоторых забойных гидравлических двигателей существует оптимальный диапазон перепада давления в долоте.

- При бурении хрупких пород насадки следует выбирать таким образом, чтобы свести к минимуму возможный размыв стенок скважины.

В таблице 2 приведены расчетные значения перепада давления в долоте и соответствующие скорости истечения из насадок при течении бурового раствора с плотностью 1200 кг/м<sup>3</sup> и расходах, типичных для бурения долотом 216 мм (8-1/2"). До получения дополнительной информации следует придерживаться правила, согласно которому скорость истечения из насадок при бурении в легко разрушающихся породах не должна превышать 91 м/с (300 фут./с).

---

<sup>9</sup> Очистка скважин и гидравлика. Лекция Eriell Group.

**Таблица 2.** Перепад давления в долоте и скорость истечения из насадок при бурении долотом 216 мм

| Перепад давления в долоте и скорость истечения из насадок при бурении долотом 216 мм (8 1/2") |           |           |           |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Диаметр насадок, мм   | 22,1 л/с  | 25,2 л/с  | 31,6 л/с  |
| 3x15,9  | 0,92 МПа  | 1,2 МПа   | 1,88 МПа  |
|   | 37,2 м/с  | 42,7 м/с  | 53,3 м/с  |
| 3x12,7  | 2,24 МПа  | 2,93 МПа  | 4,58 МПа  |
|   | 58,2 м/с  | 66,4 м/с  | 82,9 м/с  |
| 3x8,7   | 100 МПа   | 13,1,МПа  | 20,5 МПа  |
|   | 123,1 м/с | 140,8 м/с | 174,3 м/с |

3. Тип обломков выбуренной породы. Большая плотность обломков выбуренной породы затруднит вынос шлама как в вертикальных, так и в наклонных скважинах. На транспортировку обломков влияет также их размер и форма. Труднее всего в вертикальных скважинах транспортировать крупные округлые частицы. В сильно наклонных скважинах форма и размер частиц шлама мало влияют на их вынос.<sup>10</sup>

Одной из наиболее распространённых проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30% всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, в скважинах с большим зенитным углом – более 80 %). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию шламовых подушек, которые вызывают затяжки, потерю циркуляции и посадки при спуске бурильной колонны или зарезке бокового ствола. Однозначно, скопившийся в скважине шлам значительно ухудшает проходимость каротажных приборов, что приводит к проработке ствола скважины.

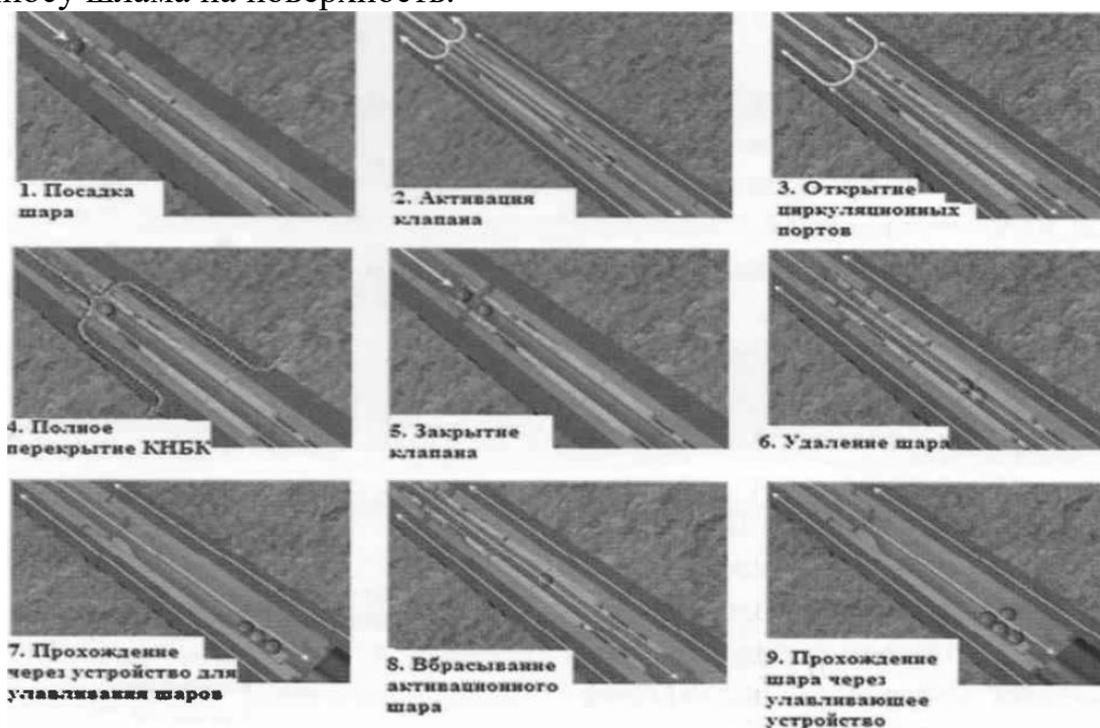
В настоящее время промышленностью выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку. Всё множество выпускаемых устройств можно разделить на несколько типов: циркуляционные переводники, приводимые в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненные на базе толстостенных бурильных труб; лопастные элементы, которые взаимодействуют со шламовой подушкой, поднимая скопившийся шлам в область повышенных скоростей потока.

В работе рассмотрены следующие устройства: буровой клапан «Well Commander» производство компании Mi-Swaco, усовершенствованная

<sup>10</sup> Учебник инженера по бурению. Оренбург: Специальная Литература, 1998.

бурильная труба «Hydroclean» компании Vam Drilling. Рассмотрим по порядку.

Буровой клапан «Well Commander» производства компании Mi-Swaco (рис 3.). Он представляет собой управляемый при помощи бросания шаров циркуляционный переводник с частичным отводом проходящего через него потока. Устройство устанавливается выше таких компонентов КНБК, как устройство для измерения параметров контроля процесса бурения и каротажа, винтовых забойных двигателей. Данный клапан используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции бурового раствора для предотвращения рисков в бурении. Принцип действия заключается в следующем: специальный шар бросают в бурильную трубу и прокачивают его вместе с буровым раствором до посадочного гнезда, после чего он активируется и, когда давление возрастёт до предельного значения, циркуляционные порты открываются, а шар проскальзывает дальше и попадает в устройство для улавливания шаров. С этого момента некоторая часть потока с пониженным давлением начинает вытекать из портов, оставшаяся часть потока вытекает через насадки долота. Зарубежный опыт показал: результатом работ являлось ускорение затрубных скоростей, способствующих более эффективному выносу шлама на поверхность.

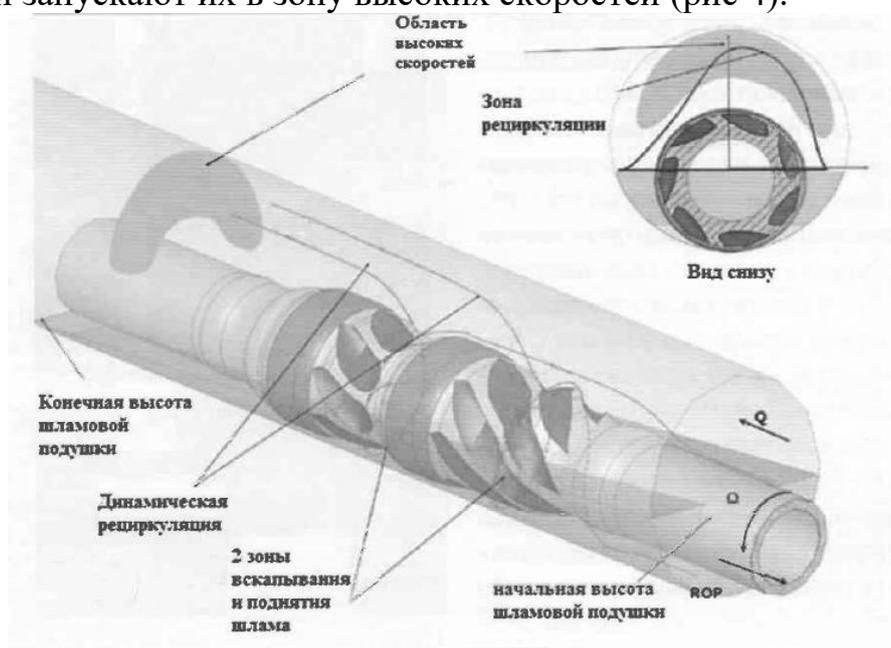


*Рис. 1. Схема действия устройства: 1- посадка шара в седло; 2 – активация клапана; 3 – открытие циркуляционных портов; 4 – полное перекрытие КНБК; 5 – закрытие клапана; 6 – удаление шара, перекрывающего КНБК; 7 – прохождение через устройство для улавливания брошенных шаров; 8 – вбрасывание другого активационного шара; 9 – прохождение шара меньшего диаметра через улавливающее устройство.*

Рисунок 3. Схема действия устройства.

Большинство компаний поставляют специальные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками. Практический опыт таких компаний, как «Hulliburton», «Paradigm Oilfield Services» и «Vam Drilling» показал, что трубы целесообразно применять на участках с большим зенитным углом (35-65°) и при значительных образованиях «шламовых подушек». Бурильные трубы устанавливаются на место обычных толстостенных бурильных труб и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения.

Трубы имеют специально выточенные канавки и выступы, которые являются основной особенностью устройств. Угол лопастей обеспечивает оптимальное взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и запускают их в зону высоких скоростей (рис 4).



**Рисунок 4.** Принцип работы усовершенствованной бурильной трубы Hydroclean (Vam Drilling).

Стоит отметить, что циркуляционные переводники обладают меньшими преимуществами, так как буровой раствор, вытекая через отверстия циркуляционных портов, способен вызвать локальный размыв стенки скважины, что может привести к возникновению поглощения бурового раствора.

Выполненные на базе толстостенных бурильных труб лопастные элементы представляются достаточно надёжными для удаления шламовых подушек и поднятия шлама в зону повышенных скоростей.<sup>11</sup>

**Вывод.** Данный технологический подход может позволить повысить качество очистки ствола скважины направленных, многозабойных скважин со сверхбольшими отходами от вертикали и рекомендован в применении в сложных геолого-технических условиях Узбекистана.

<sup>11</sup> Вестник ассоциации буровых подрядчиков. Выпуск №3, 2014 г. стр. 24-28.

# ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНОГО ПЛАСТА ЧАСТИЧНО НАСЫЩЕННОГО ГАЗОМ (THEORETICAL FOUNDATION OF THE EXPLOITATION OF GAS HYDRATE RESERVOIR PARTIALLY SATURATED GAS)

Русинов А.А., Чиглинцева А.С.

(научный руководитель профессор Шагапов В.Ш.)

Бирский филиал «Башкирский государственный университет»

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно последним данным [1, 2] значительная часть газогидратных залежей находится в подземных пластах. Добыча газа из таких пластов всегда сопряжена подводом тепла, необходимого для разложения гидратов. Представляется, что при достаточно низких темпах эксплуатации газогидратных пластов, тепловые затраты можно возобновлять за счет геотермального тепла самого пласта и частично за счет отбора тепла из окружающих газогидратный пласт горных пород.

Пусть пласт с пористостью  $m$  в исходном состоянии насыщен частично газогидратом и частично газом в свободном состоянии. Тогда, тепло необходимое для полного разложения газогидрата, находящего в единице объема пласта, составляет величину порядка  $mS_h\rho_h l$ , где  $\rho_h$ ,  $l$  и  $S_h$  – соответственно плотность, удельная теплота разложения газогидрата и гидратонасыщенность. Если положить, что в исходном состоянии пласта значения температуры  $T_0$  и давления  $p_0$  находятся в области стабильности газогидрата (т.е. ниже кривой фазового равновесия системы газ-вода-газогидрат (рис.1)), то в процессе извлечения газа из пласта, снижение давления до равновесного значения  $p_s(T_0)$  для исходной температуры  $T_0$  в пласте будет сохраняться постоянная температура. При дальнейшем, достаточно медленном снижении давления, так, чтобы температура пласта могла проследить за равновесным значением  $T_s(p)$  для текущего пластового давления, пласт отдает тепло  $\rho c(T_0 - T_s(p))$  ( $\rho c$  – объемная теплоемкость пласта). Примем, что наименьшее значения давления, до которого его можно снижать, равно значению, при котором соответствующая равновесная температура равна точке замерзания воды ( $T_e = 273\text{K}$ ). Для газогидрата метана равновесное давление для этого значения температуры равно  $p_e = 2.6\text{МПа}$ . Тогда, полагая, что отбираемое таким образом тепло тратится на разложение газогидрата, можем записать следующее условие баланса тепла:

$$\rho c(T_0 - T_s(p_e)) = m\rho_h(S_{h0} - S_{he})l.$$

Здесь  $S_{hi}$  ( $i = 0, e$ ) – гидратонасыщенность для исходного и конечного состояний. Следовательно, для того, чтобы температурный запас пласта

$\Delta T$  ( $\Delta T = T_0 - T_s(p_e)$ ) хватал на полное разложение газогидрата ( $S_{he} = 0$ ), должно выполняться условие

$$S_{h0} \leq S_{h*} = \frac{\rho c \Delta T}{m \rho_h l}.$$

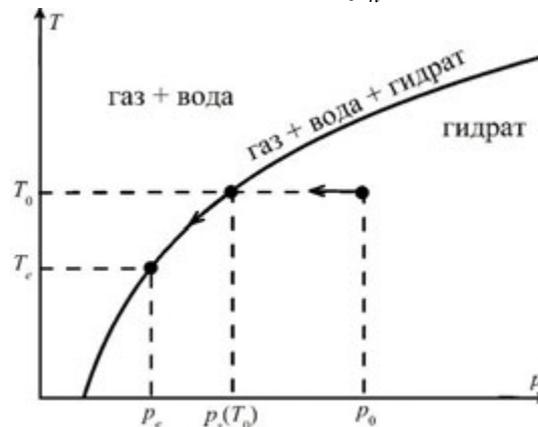


Рис. 1. Диаграмма фазового равновесия системы метан-вода-газогидрат

В случае достаточно высокой гидратонасыщенности ( $S_{h0} > \rho c \Delta T / m \rho_h l$ ), наиболее простой и эффективной мерой для осуществления более полной газоотдачи таких газосодержащих залежей, является консервация (прекращение отбора газа) пластов [2 – 4] на некоторый период после их эксплуатации в режиме постоянного отбора газа. При этом, к началу консервации резервуара, давление в нем должно быть ниже равновесного значения фазовых переходов для температуры  $T_0$  вокруг пласта ( $p < p_s(T_0)$  или  $T < T_0$ ).

В период консервации, температура и давление в гидратном пласте будут повышаться за счет поступления тепла из окружающих его горных пород и разложения, оставшегося в пласте газогидрата за счет этого тепла. Отметим, что восстановление давления в период консервации наблюдалось на Мессояхском месторождении [2, 3, 5].

В данной работе рассматривается простейшая модельная задача, описывающая процессы извлечения газа в некоторый период и последующее восстановление давления из-за разложения оставшегося газогидрата консервированием пласта.

Для анализа принципиальных особенностей гидратосодержащих залежей в процессе их разработки рассмотрим гипотетический однородный пласт в форме блина с характерными линейными размерами, соответствующими реальным залежам (рис.2). Согласно геологическим данным [2] радиусы пластов  $R$  обычно составляют порядка десятка километров, а их толщина  $H$  – несколько десятка метров. Это обстоятельство ( $R \gg H$ ) позволяет учесть тепловые взаимодействия гидратного пласта с окружающими породами через верхнюю и нижнюю

границы пласта в плоскооднмерном приближении. Гидратонасыщенность по всей толщине пласта положим однородной. Кроме того, вертикальным температурным градиентом в пределах пласта, а также в окружающих пласт породах к началу эксплуатации пласта будем пренебрегать и, тем самым, начальную температуру  $T_0$  пласта и окружающих горных пород вблизи залежи примем однородной.

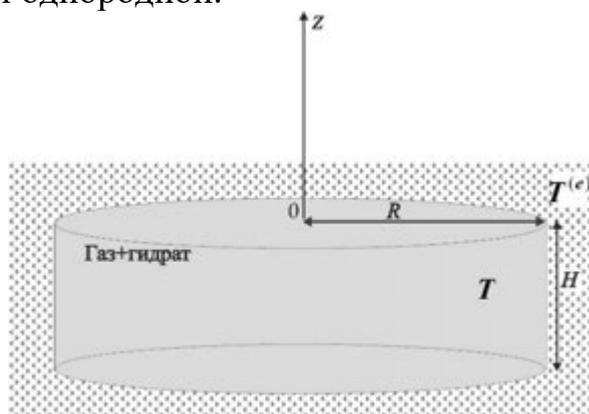


Рис. 2. Схема гидратной залежи

Примем, что к началу разработки залежи искомое давление  $p_0$  равно равновесному давлению для исходной температуры пласта ( $p_0 = p_s(T_0)$ ). Далее, в процессе отбора газа, давление и температура  $T$  в пласте полагаем однородными, причем  $p = p_s(T)$ . В соответствие с этим, понижение давления в пласте, в свою очередь, приводит к снижению температуры пласта и тем самым к изменению геологических температурных полей в залежи и окружающих его породах.

### ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

В процессе разработки газогидратного пласта, его состояние, помимо температуры  $T$  и давления  $p$ , будет характеризоваться текущими значениями гидратонасыщенности  $S_h$ , газонасыщенности  $S_g$ , а также насыщенностью воды  $S_l$ , образовавшейся при разложении газогидрата, и связаны как [6]

$$S_g + S_l + S_h = 1. \quad (1)$$

Для величин текущего общего запаса газа  $M_g$  в пласте можем записать:

$$M_g = \pi R^2 H m (\rho_g S_g + G \rho_h S_h), \quad (2)$$

где  $\rho_i$  ( $i = g, h, l$ ) – плотности фаз,  $G$  – массовое содержание газа в составе газогидрата.

Аналогично (1) можем записать для массы  $M_l$  воды в пласте:

$$M_l = \pi R^2 H m (\rho_l S_l + (1 - G) \rho_h S_h). \quad (3)$$

Запишем уравнения сохранения масс газа и воды в пласте:

$$\frac{dM_g}{dt} = -Q_g^{(m)}, \quad \frac{dM_l}{dt} = 0. \quad (4)$$

Здесь  $Q_g^{(m)}$  – общий массовый расход отбора газа из гидратного резервуара. Согласно второму уравнению из (4), отбором воды из пласта пренебрегается. Следовательно, общая масса воды будет постоянной:

$$M_l = M_{l0}. \quad (5)$$

Полагая, что в исходном состоянии вода находится лишь в составе гидрата ( $M_{l0} = \pi R^2 H m (1-G) \rho_h S_{h0}$ ), на основе (4) с учетом (2) можем получить:

$$\rho_l S_l + (1-G) \rho_h S_h = (1-G) \rho_h S_{h0}. \quad (6)$$

Отсюда, для текущего значения водонасыщенности  $S_l$  имеем:

$$S_l = (1-G) \rho_h (S_{h0} - S_h) / \rho_l. \quad (7)$$

Подставляя выражение (7) для  $S_l$  в (1), для величины газонасыщенности, можем записать:

$$S_g = 1 - S_h - (1-G) \rho_h (S_{h0} - S_h) / \rho_l. \quad (8)$$

В соответствии с вышеотмеченным, температуру пласта полагаем однородной и равной величине равновесной температуры фазовых переходов для газогидрата. В рамках принятой модели запишем уравнения баланса тепла как:

$$\pi R^2 H \rho c \frac{dT}{dt} = \pi R^2 H m \rho_h l \frac{dS_h}{dt} + 2\pi R^2 q^{(T)}, \quad (9)$$

$$q^{(T)} = \lambda \left( \frac{\partial T'}{\partial z} \right) \Big|_{z=0}, \quad (10)$$

$$(\rho c = \rho_{sc} c_{sc} (1-m) + (\rho_h c_h S_h + \rho_l c_l S_l + \rho_g c_g S_g) m).$$

Здесь  $q^{(T)}$  – тепловой поток с единицы площади поверхности пласта,  $\rho c$  – теплоемкость единицы объема горной породы,  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности горного массива. Первое слагаемое в правой части (9) выражает тепловые затраты на разложение газогидрата, а второе – интенсивность потока тепла в пласт из окружающего горного массива. Причем принято, что температурное поле сверху и снизу залежи симметрично. Это допущение означает, что основной перепад температуры между пластом и окружающей породой определяется снижением температуры пласта при отборе газа, сопровождаемого тепловыми затратами на разложение газогидрата, а геологический температурный фон, в плане определения тепловых потоков, несущественен. Для определения теплового потока  $q^{(T)}$  на пласт от окружающего горного массива, запишем уравнение для описания

температурных полей вблизи границы пласта в плоскоодномерном приближении как

$$\rho c \frac{\partial T'}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T'}{\partial z^2}, \quad (0 < z). \quad (11)$$

Полагаем, что к началу эксплуатации залежи температура в пласте и окружающего массива однородна и равна  $T_0$ .

Примем также, что в процессе разработки залежи температурные перепады реализуются в достаточно тонких слоях по сравнению с линейными размерами пласта. Тогда, эти допущения позволяют записать начальные и граничные условия для уравнения (11) в виде:

$$\begin{aligned} T' &= T_0, \quad (z \geq 0, \quad t \leq 0); \\ T' &= T_s(p), \quad (z = 0, \quad t > 0); \\ T' &= T_0, \quad (z = \infty, \quad t > 0). \end{aligned} \quad (12)$$

Воду, газогидрат и скелет пласта будем считать несжимаемыми, а газ – калорически совершенным, тогда:

$$p = \rho_g R_g T. \quad (13)$$

Для зависимости равновесной температуры фазовых переходов от давления примем [7] выражение:

$$T = T_0 + T_* \ln(p/p_0). \quad (14)$$

Тогда на основании (13) и (14) плотность газа будет однозначно определяться величиной текущего давления пласта:

$$\rho_g = \frac{p}{R_g (T_0 + T_* \ln(p/p_0))}. \quad (15)$$

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Проводились численные эксперименты, иллюстрирующие разработку гидратного пласта со следующими характерными линейными размерами, а также значениями параметров, определяющих начальное состояние пласта:  $R = 7500$  м,  $H = 40$  м,  $m = 0.25$ ,  $S_{h0} = 0.4$ ,  $p_0 = 7.4$  МПа,  $T_0 = T_s(p_0) = 283.6$  К.

Для параметров, определяющих теплофизические свойства гидрата, скелета, воды и газа были приняты величины:  $\rho_h = 910$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{sc} = 2320$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_l = 1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $l = 5 \cdot 10^5$  Дж/кг,  $G = 0.12$ ,  $T_* = 10$  К,  $\lambda = 6.43$  Дж/(м с К),  $c_l = 4200$  Дж/(кг К),  $c_{sc} = 920$  Дж/(кг К),  $R_g = 520$  Дж/(кг К).

Для представленных значений параметров гидратного пласта запас газа в нем составляет  $M_{g0} = 1.3 \times 10^8$  т.

На рис. 3 показана простая схема разработки газогидратной залежи, когда режим постоянного отбора газа сменяется консервированием пласта. Отбор газа, до достижения пластового давления и температуры величин  $p = 2.6$  МПа и  $T = 273$  К, производился в режиме постоянного массового расхода при  $Q_g^{(m)} = 1.3 \cdot 10^7$  т/год.

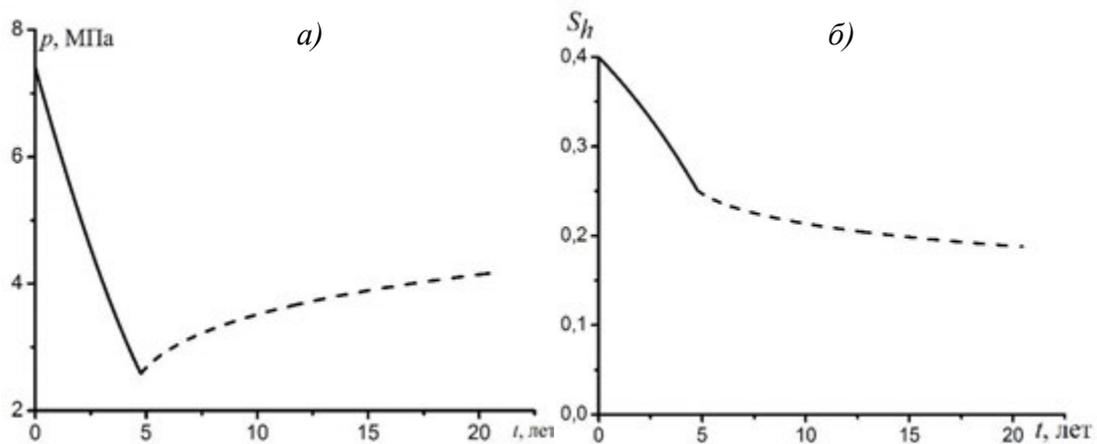


Рис. 3. Динамика а) давления и б) гидратонасыщенности в пласте: сплошная линия – режим постоянного отбора газа, штриховая – режим консервации залежи.

Видно, что при таком темпе добычи газа снижение температуры пласта до нуля градусов по Цельсию произошло примерно за пять лет. При этом суммарная масса добытого газа составила около половины общего начального запаса, снижение гидратонасыщенности произошло примерно на 40 процентов. Далее, в период консервации пласта ( $Q_g^{(m)} = 0$ ), в течение десяти лет шло повышение температуры до значения  $T = 278$  К и восстановление давления до  $p = 4$  МПа. Интересно отметить, что в период консервации за счет теплого потока из окружающих горных пород происходит восстановление температуры залежи, а также частично разложение, оставшегося в пласте, газогидрата. При этом темп снижения гидратонасыщенности в период консервации значительно ниже, чем в период отбора газа. Из графиков видно, что процесс извлечения газа является достаточно медленным: через 20 лет после начала разработки залежи практически не происходит разложение гидрата. Поэтому необходимо построить схемы для полного извлечения газа из гидратного пласта при наименьшем времени разработки залежи.

На рис. 4 представлены динамика пластового давления, гидратонасыщенности, масса отбираемого газа, а также эволюция

температурных полей в пласте и вокруг него. Эксплуатация гидратного пласта производилась в циклическом режиме, согласно которому извлечение газа чередуется последующей консервацией гидратного пласта. Из графиков видно, что полное разложение гидрата для принятого режима эксплуатации залежи происходит примерно за сорок лет. Масса извлеченного газа за это время составила порядка восьмидесяти процентов от исходного запаса газа в гидратном пласте.

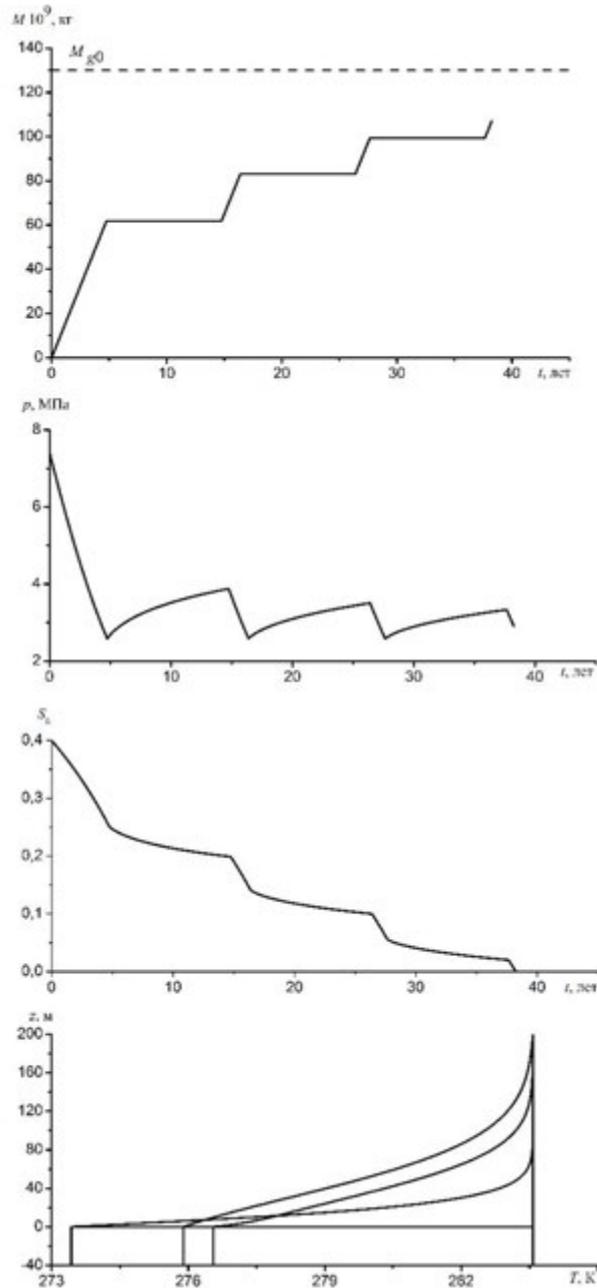


Рис. 4. Эволюция пластового давления, гидратонасыщенности пласта, массы отбираемого газа, температуры гидратного пласта и окружающего грунта (числа на кривых соответствуют времени в годах)

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе предложенной теоретической модели и численных экспериментов, была проанализирована возможность реализации полной газоотдачи гидратных пластов только за счет их тепловых резервов, а также окружающих пласт горных массивов. Установлено, что для пластов толщиной несколько десятков метров, наиболее полный отбор газа, включая долю, входящую в состав гидрата, без подвода внешних энергетических источников можно осуществить за время порядка полсотни лет. При циклическом режиме эксплуатации, когда активное извлечение газа чередуется последующей консервацией резервуара, за счет надлежащего подбора периода элементов цикла и интенсивности отбора, можно сократить общее время разработки гидратного пласта на десятки лет.

## Литература

1. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
2. Макогон Ю.Ф., Омельченко Р.Ю. Мессояха – газогидратная залежь, роль и значение // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2012, №3. С. 5-19.
3. Даровских С.В., Крохалев И.В., Мулявин С.Ф. Промыслово–геологические особенности Мессояхского газогидратного месторождения // Вестник Недропользователя ХМАО. – № 18. 2007.С.47-53.
4. Сухоносенко А.Л. Термогидродинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений: Диссертация канд. техн. наук. – М., 2013. –145 с.
5. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е. Газогидраты морей и океанов - источники углеводородов будущего. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 416 с.
6. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Т. 1. М.: Наука, 1987. – 464 с.
7. Шагапов В. Ш., Чиглинцева А. С., Сыртланов В. Р. О возможности вымывания газа из газогидратного массива посредством циркуляции теплой воды // Прикладная механика и техническая физика. 2009. Т. 50, №4.С. 100-111.

**РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ УНИВЕРСАЛЬНОГО  
УСТРОЙСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА  
МУФТОДОВЕРТОЧНЫХ СТАНКОВ ЛИНИИ РЕМОНТА  
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ  
(A UNIVERSAL DEVICE DESIGN FOR A COUPLING MACHINE  
TORQUE MEASURING TO REPAIR THE TUBING)**

Сабанов С.Л., Ермилов П.П.  
АГНИ

Важным показателем надежности работы резьбового соединения является величина крутящего момента, с которым производится затяжка. Выбор оптимального крутящего момента свинчивания является во многих случаях определяющим в обеспечении надежной работы резьбового соединения.

Свинчивание резьбового соединения муфта-труба с требуемым моментом – это залог будущей надежной эксплуатации колонны труб и ее герметичности.

Соблюдение при свинчивании требуемого момента также способствует увеличению ресурса самой резьбы, циклов операции свинчивания-развинчивания, уменьшению ремонтов резьбовой части труб (т.е. сохранение оборотного фонда).

Требования по свинчиванию труб с определенным моментом в соответствии с ГОСТ в настоящее время выдвигают многие компании-заказчики, эксплуатирующие данные трубы. Поэтому предприятия, осуществляющие сервисное обслуживание насосно-компрессорных труб, а также бурильных и обсадных труб заинтересованы в качественном и строго регламентированном моменте свинчивания труб и муфт к ним. Для этого необходима ежегодная калибровка муфтодоверточных станков различного сортамента труб.

Предлагаемый нами Измерительный комплекс крутящего момента (сокращено ИККМ-10) состоит из 2 датчиков, крутящего момента и давления, двух полумуфт, патрубков, блока подключения датчиков (электронный блок) и ноутбука с программным обеспечением. Схема комплекса представлена на рисунке 1.

В состав комплекса входят 2 компенсационные муфты. Эти муфты предназначены для компенсации осевых, радиальных, угловых смещений, температурных деформаций, возникающих при монтаже и в ходе эксплуатации датчика крутящего момента.

Конструкция датчика крутящего момента имеет в своем составе первичный тензорезисторный преобразователь, высокостабильный усилитель и аналого-цифровой преобразователь. Данные с датчика поступают в блок.

Датчик давления подключается в нагнетательную линию питания гидромотора привода шпинделя станка, через средоразделитель штатного манометра, с помощью тройника. Датчик давления представляет собой тензометрический преобразователь давления.

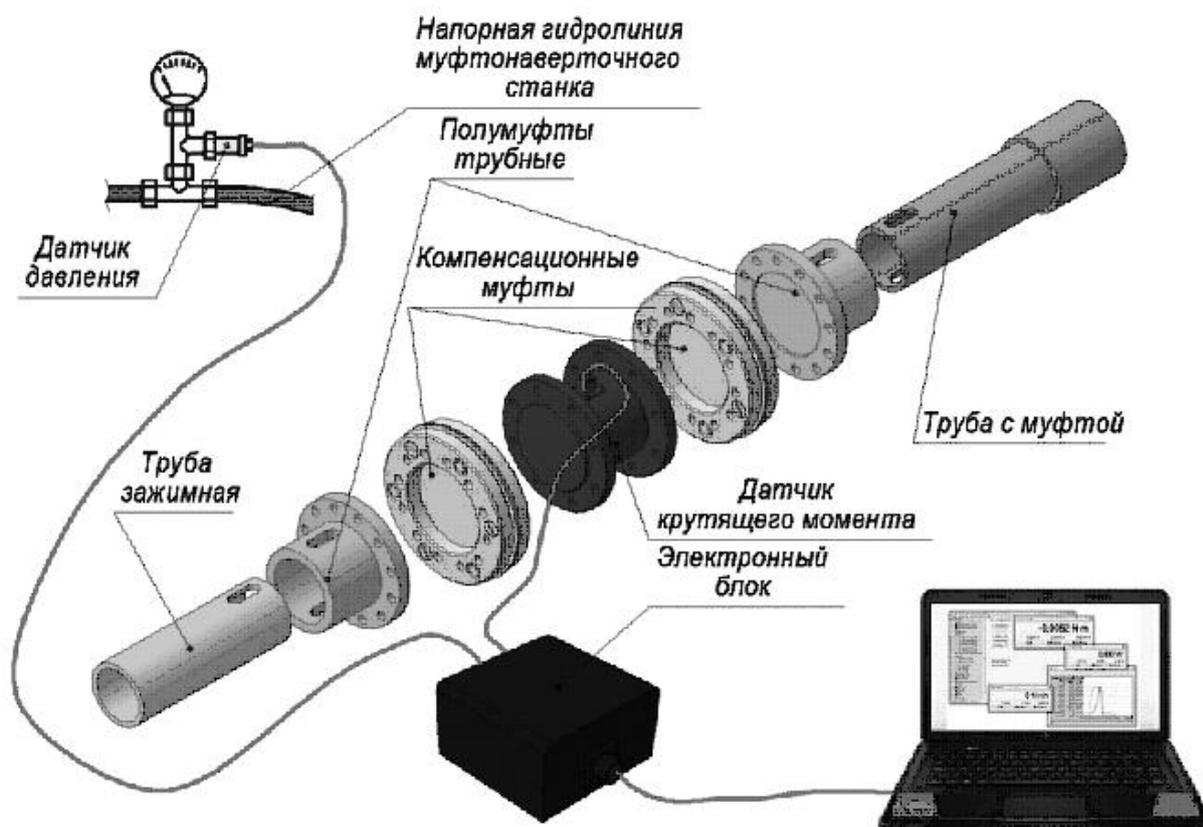


Рисунок 1 – Комплекс для измерения крутящего момента муфтодоверточных станков линии ремонта НКТ

Представленный на рисунке 2 датчик давления состоит из корпуса 1, внутри которого размещен тензометрический преобразователь давления 5 и электронная плата 6. От внешнего воздействия датчик защищен кожухом 2 и крышкой 3. В крышку вмонтирован гермоввод кабеля.

Электрический сигнал с выхода тензометрического преобразователя поступает на АЦП микроконтроллера и после обработки в цифровом виде передается в блок подключения датчиков.

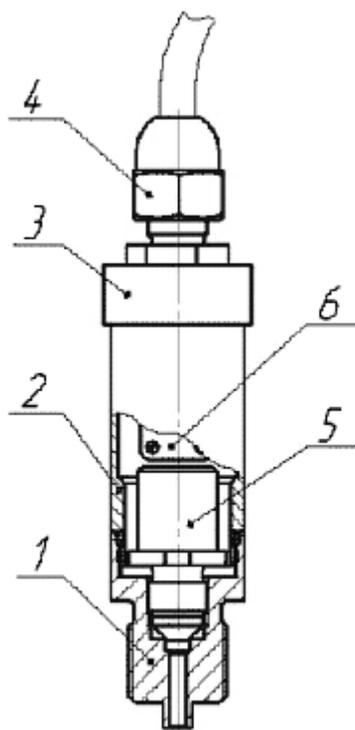


Рисунок 2 – Датчик давления.

На Рисунке 3 представлен комплекс в работе. Один из патрубков датчика крутящего момента зажимается в тисках муфтодоверточного станка, второй патрубок вставляется в шпиндель станка – кулачковый зажим. Шпиндель приводится в движение от гидромотора. На нагнетательной линии гидромотора для бесступенчатого изменения давления имеется регулируемый дроссель. При постепенном плавном увеличении давления происходит нарастание крутящего момента.

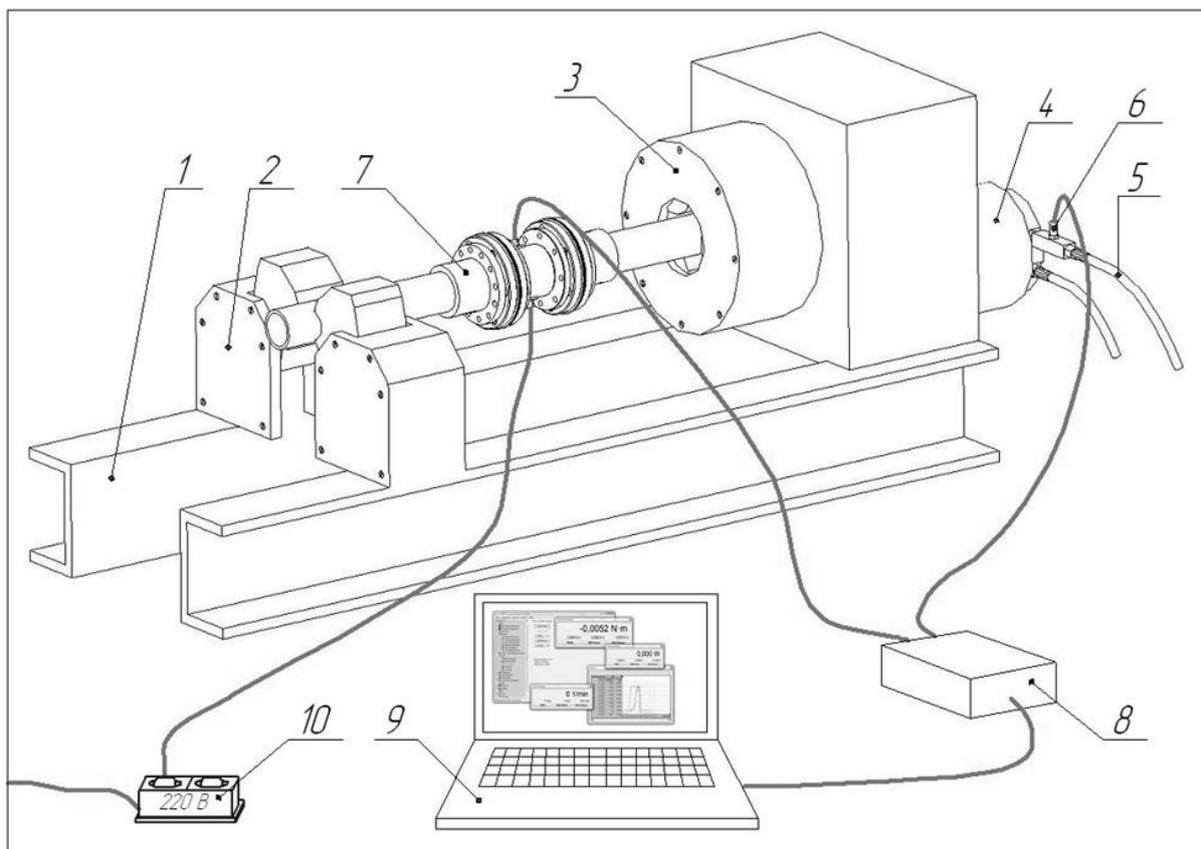


Рисунок 3 – Комплекс для измерения крутящего момента в работе  
 1 – рама станка; 2 – гидравлические (пневмомеханические) тиски; 3 – шпиндель станка;  
 4 – гидромотор станка; 5 – рукав высокого давления; 6 – датчик давления; 7 – датчик крутящего момента с компенсационными муфтами; 8 - блока подключения датчиков;  
 9 – ноутбук; 10 – розетка 220 В

Основное окно программного обеспечения для визуализации параметров свинчивания на компьютере (ноутбуке) представлено на рисунке 4. ПО имеет простой и дружелюбный интерфейс.

После нажатия кнопки «запустить прием» начнется опрос датчиков комплекса. Частота опроса – 1Гц. Замеренные значения момента и давления отображаются в окнах, а также строятся три графика: момент от времени, давление от времени и давление от момента.

В окне указания калибруемой установки необходимо указать цех и название стенда. По достижению предельного значения момента (давления) прием можно остановить. Для сохранения результатов калибровки нажать кнопку «сохранить график». При этом будет предложено место сохранения и имя файла.

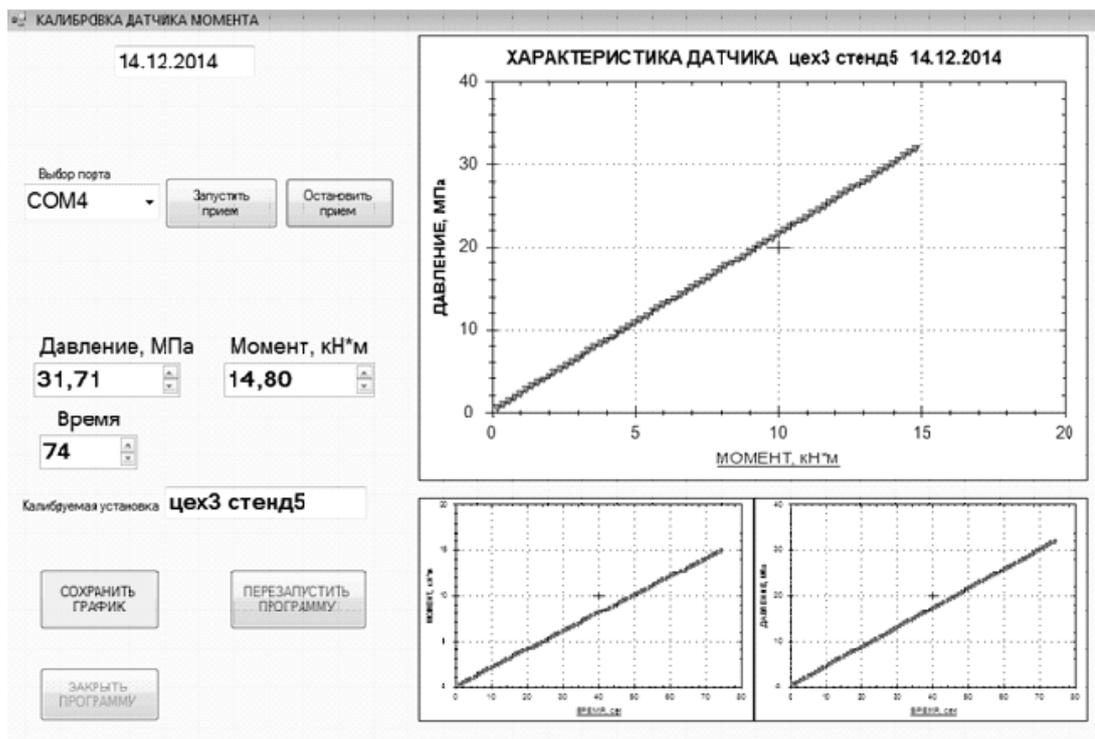


Рисунок 4 – Интерфейс программного обеспечения

Таким образом, получаем фактическую величину развиваемого крутящего момента муфтодоверточным станком. Оператор может точно выставить на регулируемом дросселе требуемое давление для определенного диаметра трубы и произвести свинчивание с гарантированным и регламентированным моментом.

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАЛОГОВОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ (EFFICIENCY OF TAX STIMULATION THE DEVELOPMENT OF LOW-PROFIT FIELD IN THE NAO)

Савельева Т.В., Свирина О.В.

(научный руководитель - д.э.н., профессор Крайнова Э.А.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтяной комплекс является одной из наиболее важных структурных составляющих экономики России, одним из ключевых факторов обеспечения жизнедеятельности страны. Однако в нефтяной отрасли происходит нарастание негативных тенденций, таких как: качественное ухудшение сырьевой базы; снижение коэффициента извлечения нефти (КИН); перевод эксплуатационных скважин в категорию бездействующих и консервацию. Запасы легкоизвлекаемой нефти истощаются, по международным оценкам они составляют около 11 млрд т, как следствие - обеспеченность российской нефтяной промышленности такими ресурсами не превышает 22 лет. Большинство новых открытых месторождений содержат сверхвязкую нефть или относятся к разряду мелких и мельчайших месторождений, разработка лишь 15% которых в современных условиях может быть признана экономически эффективной.

Таким образом, в связи с ростом выработанности в России основных крупных месторождений нефти, актуальным становится вопрос освоения средних и мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и с высокой обводненностью, которые являются малорентабельными. [1]

Одним из таких месторождений является Центрально-Хоревейское поднятия, лицензии на право пользования недрами которого выданы ООО «СК»Русвьетпетро»- совместного проекта ОАО «Зарубежнефть» и КНГ «Петровьетнам» в долевой собственности 51% и 49% соответственно. Предприятие было создано в 2008 году для того, чтобы поддержать тесное сотрудничество двух государств в нефтегазовой отрасли, основанное на реализации «зеркального» экономически выгодного для России проекта на территории Вьетнама.

На основании государственных геологических данных при оценке проекта в 2009 г. добыча нефти за период 2010-2033 гг. планировалась на уровне более 72 млн.т(рис.1)

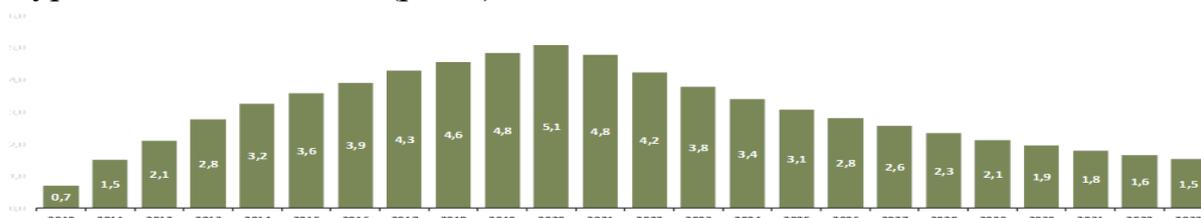


Рис.1 Динамика добычи нефти (оценка 2009), млн. тн.

Однако при вводе месторождения в промышленную эксплуатацию было выявлено повышенное содержание сероводорода, комплекс мер по нейтрализации которого требует дополнительных инвестиций в размере 1 млрд.руб и ежегодных операционных затрат 40 млн.руб, а также стало возможным оценить средневзвешанный по запасам коэффициент вытеснения нефти водой по группе месторождений, который был на уровне 0,37 -0,45, что на 30% ниже коэффициента вытеснения использованного в 2009г. То есть, количество подвижных запасов было завышено на 30%. При сохранении объема бурения, и, соответственно коэффициента охвата, только это приводит к снижению КИН в среднем с 0,400 до 0,280. [3]

В советский период средний КИН по стране составлял 0,45. Снижение коэффициента объясняется рядом причин и, прежде всего, вовлечением в освоение залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах, разработка залежей высоковязких нефтей, относительная дороговизны новых, эффективных методов воздействия на пласт (закачка полимерных растворов, поверхностно-активных веществ и др.), а также высокая обводненность залежей[2].

Остановимся на одном из наиболее значимых факторов, существенно снижающем КИН, – это обводненность. Современная обводненность российских нефтей достигает 84% ( в среднем по миру обводненность составляет 75%). Это означает, что в продукции добывающих скважин воды в 5 раз больше, чем нефти. Если в 2011г было добыто 510 млн. т. нефти, то вместе с ней на поверхность извлекается 2,5 млрд м3 воды. На отделение и отчистку попутной воды в нашей стране тратится более 7 млрд. долл. Снижение обводненности до среднемировых стандартов позволит ежегодно экономить до 2 млрд долларов. Экономия средств и энергии приведет к снижению себестоимости добычи нефти и, в конечном счете, к увеличению КИН.[1]

В данном проекте обводненности скважин составляет от 20%-55%.Уровень добычи по оценке 2013 г. составляет чуть более 53,5 млн.т.(рис.2)[3]

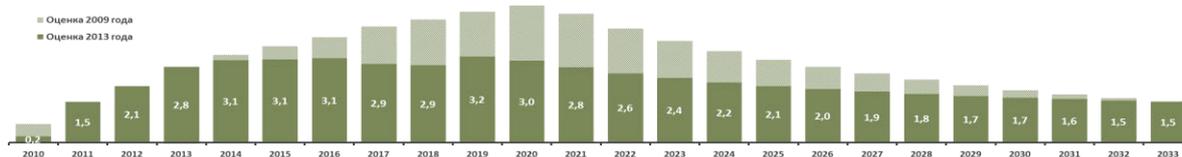


Рис.2 Динамика добычи нефти (оценка 2009), млн. тн.

Также существенное влияние на проект оказывает увеличение налоговой нагрузки, а именно увеличение размера базовой ставки НДС с 419 руб./т. до 856 руб./т. в 2016 и 918 руб./т. с 2017 года.

При оценке в 2009 году, добыча нефти за период 2008-2033 планировалась на уровне более 72 млн. тн. и проект демонстрировал

высокие показатели эффективности NPV – 40,0 млрд. руб., PI – 1,4, IRR – 24,7%.

В текущей оценке проекта, добыча нефти относительно оценки 2009 года, снизилась на 22% и планируется на уровне 53,6 млн. тн. Снижение уровня добычи и совокупность негативных факторов, привели к существенному снижению показателей эффективности проекта: NPV – 4,9 млрд. руб., PI – 1,04, IRR – 16,1%. (табл. 1)[3]

Таблица 1

Экономическая оценка проекта

| Показатель              | Оценка 2009 | Действующий налоговый режим | Большой налоговый маневр |
|-------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------------|
| CAPEX, млн. руб.        | 125 597     | 127 289                     | 127 289                  |
| NPV (СД 15%), млн. руб. | 39 992      | -3 410                      | 4 946                    |
| IRR, %                  | 24,7        | 14,2                        | 16,1                     |
| PI                      | 1,4         | 0,9                         | 1,04                     |

Даже реализация "большого налогового маневра" не обеспечивает достаточный уровень эффективности месторождений.

Таблица 2

Расчет изменений налоговой нагрузки для ООО «СК «Русвьетпетро»

| Расчет изменений налоговой нагрузки для РВП с 1 тонны нефти в долларах |                     |             |             |             |
|--|---------------------|-------------|-------------|-------------|
| Показатели   | Цена на нефть, US\$ | 2015        | 2016        | 2017        |
| Отрицательный эффект от изменения НДС и ЭП (долл./т.)                  | 120                 | -29,6       | -36,1       | -36,6       |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.)                |                     | 41,6        | 52,7        | 69,3        |
| <b>Итоговое изменение нагрузки на 1 тонну в долларах</b>               |                     | <b>12,0</b> | <b>16,6</b> | <b>32,7</b> |
|  |                     |             |             |             |
| Показатели   | Цена на нефть, US\$ | 2015        | 2016        | 2017        |

|  |            |            |             |             |
|--|------------|------------|-------------|-------------|
| Отрицательный эффект от изменения НДПИ и ЭП (долл./т.)   | <b>110</b> | -27,4      | -33,5       | -34,2       |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.)  |            | 37,2       | 47,2        | 62,0        |
| <b>Итоговое изменение нагрузки на 1 тонну в долларах</b> |            | <b>9,8</b> | <b>13,6</b> | <b>27,9</b> |
| Отрицательный эффект от изменения НДПИ и ЭП (долл./т.)   | <b>100</b> | -25,3      | -30,9       | -31,8       |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.)  |            | 32,8       | 41,6        | 54,7        |
| <b>Итоговое изменение нагрузки на 1 тонну в долларах</b> |            | <b>7,6</b> | <b>10,7</b> | <b>22,9</b> |
| Отрицательный эффект от изменения НДПИ и ЭП (долл./т.)   | <b>90</b>  | -23,1      | -28,3       | -29,4       |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.)  |            | 28,5       | 36,1        | 47,4        |
| <b>Итоговое изменение нагрузки на 1 тонну в долларах</b> |            | <b>5,4</b> | <b>7,7</b>  | <b>18,1</b> |
| Отрицательный эффект от изменения НДПИ и ЭП (долл./т.)   | <b>80</b>  | -20,9      | -25,7       | -27,0       |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.)  |            | 24,1       | 30,5        | 40,1        |
| <b>Итоговое изм-е нагрузки на 1 тонну в долларах</b>     |            | <b>3,2</b> | <b>4,8</b>  | <b>13,1</b> |
| Отрицательный эффект от изменения НДПИ и ЭП (долл./т.)   | <b>70</b>  | -18,8      | -23,1       | -24,6       |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.)  |            | 19,7       | 25,0        | 32,8        |
| <b>Итоговое изм-е нагрузки на 1 тонну в долларах</b>     |            | <b>0,9</b> | <b>1,8</b>  | <b>8,3</b>  |

|   |    |             |             |            |
|---|----|-------------|-------------|------------|
| Отрицательный эффект от изменения НДС и ЭП (долл./т.)   |    | -16,6       | -20,5       | -22,2      |
| Положительный эффект от роста внутренних цен (долл./т.) | 60 | 15,3        | 19,4        | 25,5       |
| <b>Итоговое изм-е нагрузки на 1 тонну в долларах</b>    |    | <b>-1,3</b> | <b>-1,1</b> | <b>3,3</b> |

Значение данного проекта для бюджета РФ и Северных регионов его присутствия выражается в суммарных платежах ООО «СК «Русвѣтпетро» во все уровни бюджетной системы в размере 50,5 млрд.руб, на социальные проекты компания выделяет порядка 350 млн.руб. Создано более 800 рабочих мест, за счет привлечения в регион новых подрядных организаций дополнительно создано более 800 рабочих мест. За весь период деятельности ООО «СК «Русвѣтпетро» объем инвестиций в Ненецкий автономный округ превысил 70 млрд. руб.[3]

В этой связи с целью создания условий, стимулирующих ввод в разработку невовлеченных запасов и ввод в разработку новых месторождений, в сентябре 2014г. Министерство промышленности и торговли Вьетнама выступило с инициативой о продлении до 2022г. льготы по НДС по ставке «0» для 1-го и 2-го блоков месторождений Центрально-Хорейверского поднятия в Ненецком автономном округе, разрабатываемых ООО «СК «Русвѣтпетро».

Оптимизация налогового режима после 2015 года позволит:

1. Дополнительно вовлечь в разработку 13 млн. тн. запасов по неосвоенным месторождениям, с потенциалом прироста запасов еще около 17 млн. тн. и продолжить работу по введенным месторождениям с остаточными запасами 50 млн. тн. и замедлить темпы падения базовой добычи (рис. 3);

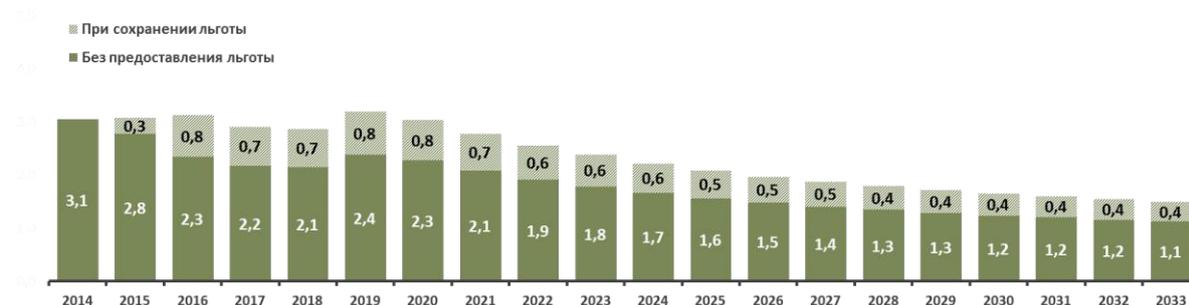


Рис.3 Динамика добычи нефти с учетом сохранения льготы, млн. тн.

2. Увеличить объем инвестиций в регион, для создания и развития инфраструктуры, что повысит его инвестиционную привлекательность для других компаний (рис. 4);

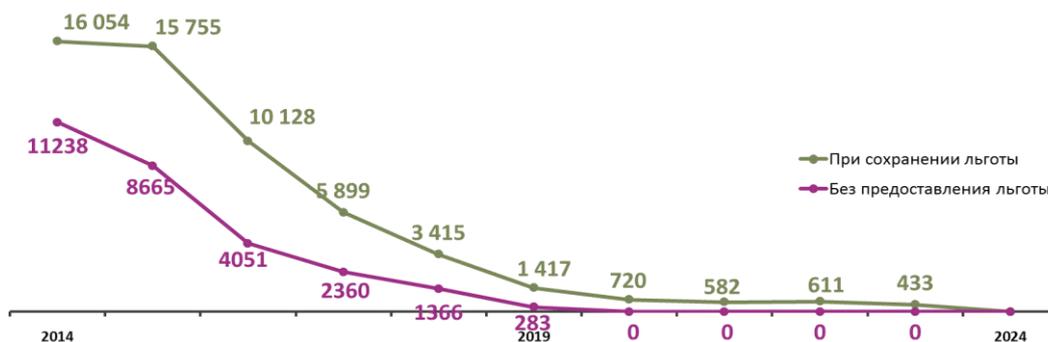


Рис.4 Динамика инвестиций в развитие региона, млн. руб

3. Сохранить прямые платежи РВП в бюджеты регионов крайнего севера на уровне около 2 млрд. руб. в год;
4. Сохранить операционную эффективность компании с общей численностью персонала более 800 человек, а также обеспечить примерно такое же количество рабочих мест у подрядных организаций в Республике Коми и Ненецком автономном округе;
5. Обеспечить дополнительными объемами работ подрядные организации, что приведет к увеличению доходов бюджета;
6. Создать предпосылки развития малого и среднего бизнеса в регионах для удовлетворения социально-бытовых потребностей.

Необходимо учитывать, что сотрудничество в рамках «Вьетсовпетро» и «Русвьетпетро» занимает значительную долю в российско-вьетнамском товарообороте и во многом является основой для всего комплекса российско-вьетнамских торгово-экономических отношений. Таким образом, осложнения в этой чувствительной сфере отношений неминуемо приведут к охлаждению и на политическом уровне.

Принимая во внимание тот факт, что Вьетнам является одним из немногих стратегических партнеров Российской Федерации в регионе Юго-Восточной Азии, не поддерживавшим санкции в отношении России и фактически признавшим присоединение Крыма, допущение развития негативного сценария для ООО «СК\_«Русвьетпетро» недопустимо.

При оценке с учетом продления льготы по НДС до 2022 года по Блоку №1 и №2, а так же с учетом получения льготы по экспортной пошлине по Западно-Хоседаюскому месторождению, проект демонстрирует положительные показатели эффективности: NPV – 37,2 млрд. руб., PI – 1,28, IRR – 22,1%. (Табл.3, рис. 5)[3]

## Экономические показатели проекта

| Показатель              | Оценка 2009 | Действующий налоговый режим | Большой налоговый маневр | Предлагаемый сценарий |
|-------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------|
| NPV (СД 15%), млн. руб. | 39 992      | -3 410                      | 4 946                    | 37 206                |
| IRR, %                  | 24,7        | 14,2                        | 16,1                     | 22,1                  |
| PI                      | 1,4         | 0,9                         | 1,04                     | 1,28                  |

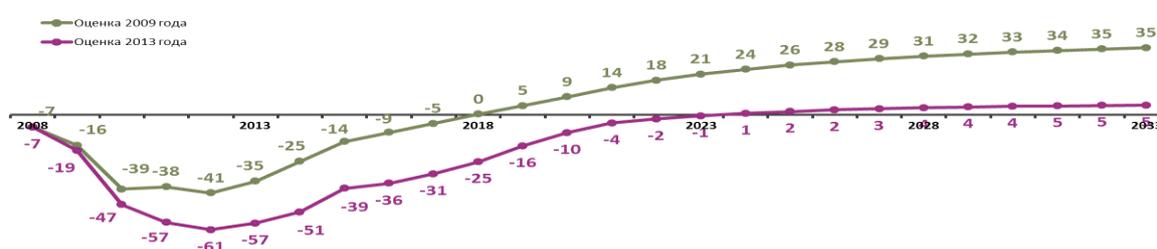


Рис.5 Накопленный NPV с учетом льготы, млн. руб.

Таким образом, ввиду геологических осложнений и не подтверждения запасов, а также с учетом внешних объективных осложнений, по текущей оценке разработка уже введенных в эксплуатацию месторождений является инвестиционно неэффективной, дальнейшее полноценное освоение и разработка оставшихся месторождений неэффективна и в текущих условиях маловероятна. На сегодняшний день, в действующем налоговом режиме, возврат вложенных инвестиций не представляется возможным.

С целью дальнейшего эффективного развития проекта и укрепления партнерских отношений с республикой Вьетнам необходимо в рамках межправительственного соглашения закрепить льготу по НДС на период действия лицензии РВП.

Продление льготы по НДС позволит:

- активизировать геологоразведочные работы, на не разведанных месторождениях, что значительно улучшит ситуацию по приросту запасов;
- высвободить средства для инвестиций в новые технологии, что в будущем будет способствовать увеличению добычи нефти;
- позволит в будущем расширить инвестиционный портфель компании.

Изменение налогового режима не только поддержит проект, но так же обеспечит его эффективность для обоих участников в соответствии с ожиданиями на момент его создания и одобрения на государственном уровне

## Литература

1. Барков С.Л. Хавкин А.Я. «Современные проблемы нефтедобычи». Нефть. Газ. Новации №6/2012., стр.53-57
2. Грунис Е.Б. «Состояние ресурсной базы ТЭК и пути инновационного развития до 2050 г.», №5/2009, «Геология нефти и газа», стр. 2-10.
3. Паспорт проекта «СК «Русвьетпетро»

# HYDROGEN. A MODERN ALTERNATIVE TO FOSSIL FUELS

Sveshnikova A.G.

(Supervisor: Professor Bessel V.V.)

Gubkin Russian State University of oil and gas

“In the twenty first century hydrogen might become an energy carrier of importance comparable to electricity. This is a very important mid- to long range research area”

- *President's committee of Advisors on Science and Technology, 1997[1]*

Western world more than 15 years ago decided to develop green technologies with respect to environment and with strong desire to become energetically independent from oil and gas exporters. Hydrogen energy and fuel cells technology is one of the most promising fields of study. The European Union and the USA regularly invest large sums into research in this area and is rapidly developing energy economy free from CO<sub>2</sub> emissions. In this scientific article perspectives of hydrogen economy development in Russia will be discussed.

*Main objective:* describe hydrogen production and conversion methods, estimate cost of hydrogen and choose the most appropriate technology for Russian economy.

## 1. Why hydrogen?

Hydrogen is an invisible, tasteless, colorless gas and the most abundant chemical element on Earth. By definition it can be called as renewable form of energy because the only product of hydrogen combustion is water. But why do we choose hydrogen from a large list of other valuable renewable energy sources? Wind, solar, geothermal energy cannot be stored and have to be converted to electricity or heat which should be instantly consumed. Hydrogen as a perfect energy carrier can solve this problem. It has the highest combustion heat comparing to fossil fuels: LHV of 120 and HHV of 150 MJ/kg. [6] Hydrogen can be produced from different feed stock starting from natural gas and hydrocarbons and going through water and biomass which makes power generation very flexible.

## 2. Hydrogen production

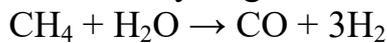
The oldest method of hydrogen production is electrolysis of water:



In 1927 the Norwegian company Norsk Hydro Electrolysers constructed first alkaline electrolyser for ammonia production. [2] Maximal efficiency of electrolyser – relation between hydrogen combustion heating value and changing of Gibbs energy during the process. Experimental works showed that for water destruction it is necessary to attach 1,48 V of electricity[2]. With higher pressures this value grows causing efficiency reduction. Nevertheless,

further compression of hydrogen for better transportation and storage make it economically reasonable to perform electrolysis under 2-3 MPa [2]. The influence of temperature is the opposite – with higher temperatures voltage decreases and efficiency improves. [2] For alkaline and polymer electrolyte membrane electrolyzers efficiency varies between 60 and 65% [1]. The life cycle of alkaline and polymer electrolyte membrane electrolyzers before overhaul is about 5-8 years. The main advantage of electrolysis is high purity of hydrogen produced –more than 99,99%[2]. But expensive electricity prices make this process attractive only for specific purposes such as medicine, space crafts and war technology.

Steam reforming of methane is the most popular method of hydrogen production in industry [1]. It involves methane and water vapor endothermic conversion into hydrogen and carbon monoxide:



The main products of reaction are synthesis gas, carbon dioxide and unconverted reactants. With increased temperature and decreased pressure process conversion grows. It is close to 100% at 800-900 °C. However, to increase reaction ratio one should deliver high pressures and use catalyst. As a catalyst Ni on Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> support can be used. Thus, typical reaction parameters are 700-850 °C and 0,3-2,5 MPa. [3] Efficiency of the process is the highest between other hydrogen production methods – 70-80% [1]. This is caused by high energy intensity and productivity of the process.

There are many other different types of hydrogen production but none of them has been implemented in industry yet. Photoelectrolysis, photobiological production, thermochemical cycles, gasification of biomass, coal, plasmochemical and membrane technologies. All of them require special expensive equipment and hydrogen cost remains very high. []

### **3. Hydrogen conversion**

After hydrogen is produced it should be somehow used for energy production. Hydrogen internal combustion engine is an alternative to fossil fueled vehicles. Fuel cell technology can be used both in transport and industry.[]

Fuel cell is a chemical energy source where reactants are delivered to the electric cell from outside. Electrodes are made from certain metals where electricity is generated. The reduction component can be any type of fuel as well as hydrogen. As oxidizer air oxygen or pure oxygen can be used. The combustion process is space separated and electron migration takes place through the conductor. [2]

The main advantage of fuel cells over traditional energy sources is the fact, that chemical energy stored in the device can be directly converted to electricity. There is no need to convert thermal energy into mechanical and thus efficiency of fuel cells can be much higher – up to 60%. The maximum theoretical efficiency of fuel cell is relation between electrical work which is in

chemical process equal to Gibbs energy to enthalpy of electrochemical reaction under constant pressure. [2]

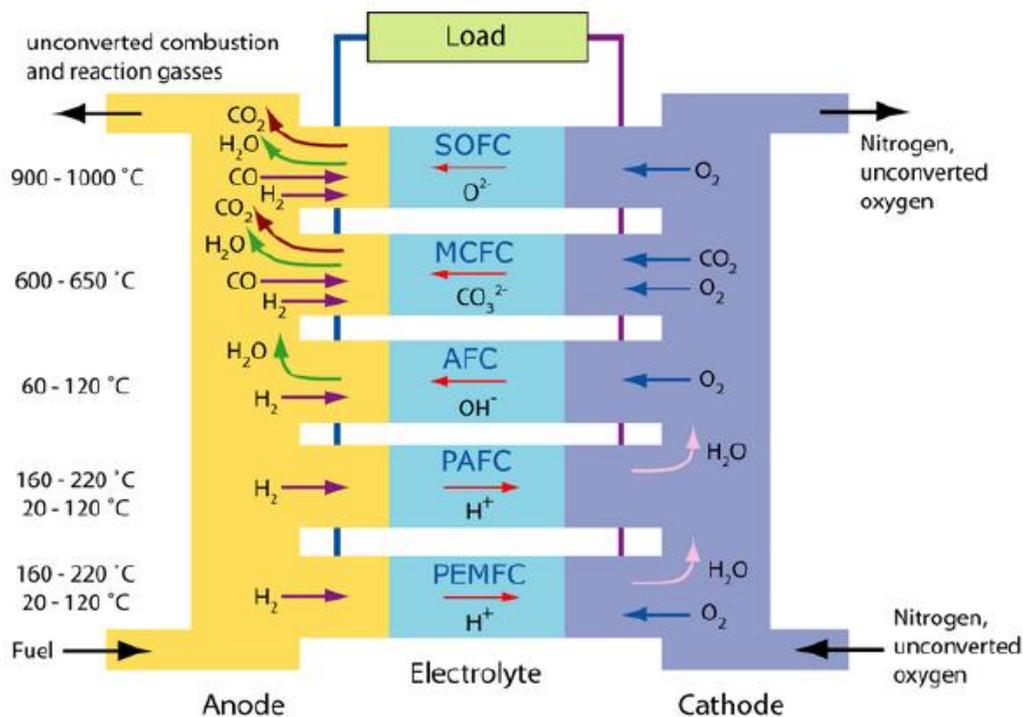
All fuel cells can be classified by: [2]

-type of fuel: with hydrogen, natural gas or with direct oxidation

-working temperature: 100-150°C, 200-400°C, 500-1000°C

-oxidizer type: with oxygen or air

-electrolyte type: alkaline, solid polymer, phosphoric acid, carbonate, solidoxide. The scheme below represents all possible FC types with different electrolytes, operation temperatures and cathode/anode reactions:



Pic.1 Fuel cell diagram

The maximum efficiency can be found from following formula [2]:

$$\eta = \frac{\Delta G}{\Delta H} = \frac{-nFE}{\Delta H} = 1 - \frac{T\Delta S}{\Delta H}$$

*n*- number of migrated electrons

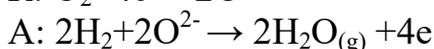
*F*-Faraday number

*E*-EMF

*G*-Gibbs energy

If Gibbs energy is less than enthalpy of the process then it is an exothermic process and efficiency < 1. If Gibbs energy is more than enthalpy of the process then it is an endothermic process and efficiency > 1. [2]

Cathode-anode reaction within fuel cell:



$$E = E^0 + \frac{RT}{zF} \ln \frac{p(O_2) \cdot p^2(H_2)}{p^2(H_2O)}$$

$$E^0 = 0,881 \text{ B}$$

Partial pressures of components can be found through Dalton's law:

$$P_i = X_i \cdot P_{\text{tot}}$$

If we consider process pressure of 1,3 bar, operating temperature 900°C and assume hydrogen share of 89% in a supplied feed than EMF of the fuel cell process can be found.

$$E = 0,881 + \frac{8,314 \cdot 1173}{4 \cdot 96485,3} \ln \frac{0,273 \cdot (1,157)^2}{0,273^2} = 0,95 \text{ V}$$

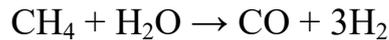
$$\eta_e = -nEF / \Delta H^0$$

Thus theoretical electric efficiency of fuel cell  $\eta_e = 0,757$

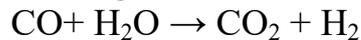
#### 4. Hydrogen cost estimation

In this research two main methods of hydrogen production have been estimated – water electrolysis and steam reforming of natural gas. Both feedstocks are relatively cheap and present in Russian industry in a vast amounts[]. To choose the best option the cost of 1 kg of hydrogen produced by these 2 methods was calculated.

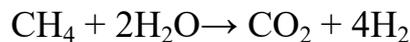
##### 4.1 Steam reforming of CH<sub>4</sub>



Water gas shift reaction:



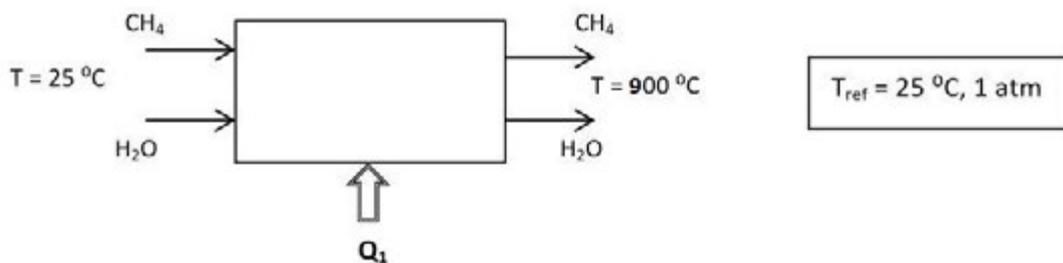
Total reaction:



Process parameters:

$$T = 900 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$P = 1,3 \text{ bar} = 0,13 \text{ MPa}$$



Pic.2 – Schematic overview of sensible heat in the process

To heat feed mixture from 25 °C till 900 °C one should adjust Q<sub>1</sub> amount of heat which is sensible heat of the process. Heat balance of fuel heating process:

$$Q_1 = (n_{\text{CH}_4} \cdot \Delta H_{\text{CH}_4} + n_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta H_{\text{H}_2\text{O}})_{\text{out}} - (n_{\text{CH}_4} \cdot \Delta H_{\text{CH}_4} + n_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta H_{\text{H}_2\text{O}})_{\text{in}}$$

$$\Delta H_{\text{CH}_4\text{in}} = \Delta H_{\text{CH}_4}^0 + C_p(T_2 - T_1) = \Delta H_{\text{CH}_4}^0$$

$$\Delta H_{\text{H}_2\text{Oin}} = \Delta H_{\text{H}_2\text{O}}^0 + C_p(T_2 - T_1) = \Delta H_{\text{H}_2\text{O}}^0$$

$$\Delta H_{\text{CH}_4\text{out}} = \Delta H_{\text{CH}_4}^0 + C_p(T_2 - T_1)$$

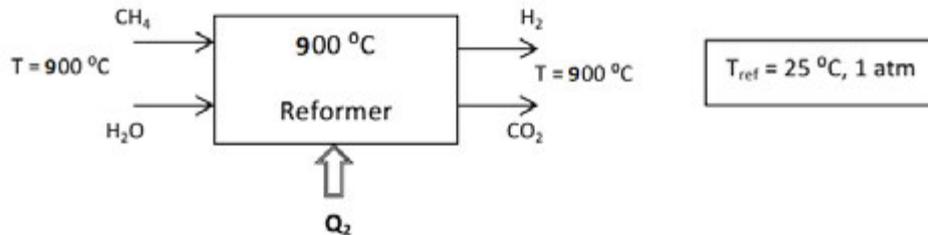
$$\Delta H_{\text{H}_2\text{Oout}} = \Delta H_{\text{H}_2\text{O}}^0 + C_p(T_2 - T_1)$$

$$T_1 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 900 \text{ }^\circ\text{C}$$

Thus, sensible heat of the process = 50,74 kJ/mole. That means to heat the feed mixture of methane and water until 900°C one needs to apply 50,75 kJ for 1 mole of hydrogen.

To perform the reaction, the latent heat of the process should be considered.



*Pic.3-Schematic overview of latent heat of the process*

Heat balance of reaction:

$$Q_2 = (n_{\text{CO}_2} \cdot \Delta H_{\text{CO}_2} + n_{\text{H}_2} \cdot \Delta H_{\text{H}_2})_{\text{out}} - (n_{\text{CH}_4} \cdot \Delta H_{\text{CH}_4} + n_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta H_{\text{H}_2\text{O}})_{\text{in}}$$

$$\Delta H_{\text{CO}_2\text{in}} = \Delta H_{\text{CO}_2}^0 + C_p(T - T_{\text{ref}})$$

$$\Delta H_{\text{H}_2\text{in}} = \Delta H_{\text{H}_2}^0 + C_p(T - T_{\text{ref}})$$

$$\Delta H_{\text{CH}_4\text{out}} = \Delta H_{\text{CH}_4}^0 + C_p(T - T_{\text{ref}})$$

$$\Delta H_{\text{H}_2\text{Oout}} = \Delta H_{\text{H}_2\text{O}}^0 + C_p(T - T_{\text{ref}})$$

Thus, latent heat of the process  $Q_2 = 48,853 \text{ kJ/mole}$

In total 99,59 kJ/mole is necessary to perform steam reforming of methane considering 100% conversion efficiency and stoichiometric amount of reactants.

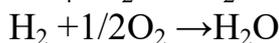
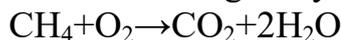
To produce 1 kg of hydrogen 49,795 MJ is needed.

LHV of methane = 50 MJ/kg [6]

LHV of hydrogen = 120 MJ/kg [6]

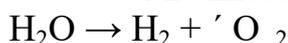
This means that in order to produce 1 kg of hydrogen it is necessary to burn around 1kg of methane or 400g of hydrogen just to achieve the temperature of the chemical process.

In addition, 0,25 moles of methane and 0,5 moles of water react with 1 mole of hydrogen, which means that for 1 kg of hydrogen 2,25 kg of methane and 4,5 kg of water are necessary. In total 3,25 kg or 4,875 m<sup>3</sup> of methane is required. Average cost of methane in Russia 3 rub/m<sup>3</sup>. Therefore, 14,6 rub is estimated cost of 1 kg of hydrogen produced of steam reforming of methane.



After 1 kg of methane combustion 2,75 kg of CO<sub>2</sub> is produced. CO<sub>2</sub> emission problem can be solved if part of hydrogen produced will be used to heat the reactor instead of methane.

#### 4.2 Electrolysis of water



Average electricity consumption by electrolyser is 4,5 kWh/m<sup>3</sup> [2]

In Moscow 1 kWh costs 4,5 rub.[7]

1kg of hydrogen occupies  $1/0,0899 = 11,12 \text{ m}^3$

Energy consumption  $4,5 * 11,12 = 50,04 \text{ kWh} = 180 \text{ MJ}$

1 kg of hydrogen produced by electrolysis of water would 225 rub or 4\$.

After hydrogen cost estimation it is clear that steam reforming process is economically more attractive. The hydrogen price produced from methane is 15 times cheaper than from water electrolysis. It should be noticed that in this calculation it was assumed 100% conversion of both processes and neglected any heat losses in the processes.

Nowadays, standalone power generation systems are economically the most reasonable way to develop renewable energy in Russia []. In 2013 the level of gasified households in Russia was about 65,3% where 70,9% in urban and 54% in rural areas. [4] 2/3 of Russian territory has decentralized electricity supply which means stand alone power generation system has a great market for development. [5]

Here is the possible technological model of such a system:

Steam reforming of natural gas results synthesis gas production which goes to the next step – water gas shift reaction to convert CO into CO<sub>2</sub>. Both steps occur at 900 °C. Then a mixture of water, CO<sub>2</sub> and hydrogen at 900°C goes to fuel cell. The most suitable type of fuel cell for such temperature is solid oxide fuel cell (SOFC). In addition, SOFC allows using any type of hydrocarbons as the feedstock. The operating pressure is 1,3 bar and the total power of FC stack is 1kW which is enough to supply electricity and heat for 1 household.

## 5. Summary

In this article hydrogen production methods and fuel cell technology were discussed. Steam reforming of natural gas is considered to be the most appropriate way to produce hydrogen in Russia: 14,6 rub/kg of hydrogen against 225 rub/kg produced by water electrolysis. Solid oxide fuel cell technology is the most suitable type because it has the same operating temperature as the steam reforming process - 900°C. Another reason is that SOFC can operate with poor hydrogen mixtures like synthesis gas. Theoretical efficiency of fuel cell operated at 900 °C with 89% share of hydrogen in a feed mixture is estimated to be about 76%.

## References:

1. Peter Hoffman - Tomorrow's energy. Hydrogen, Fuel Cells and the Prospects for a Cleaner Planet
2. S.I.Kozlov, V.N.Fateev –Vodorodnaya energetika, sovremennoe sostoyanie, problem, perspektivi. (Hydrogen energy. Present situation, problems, perspectives)
3. International energy agency: Hydrogen production and storage. R&D priorities and gaps.

4. <http://www.gazprom.ru/about/production/gasification/>
5. [http://www.ng.ru/science/2014-03-26/11\\_electrification.html](http://www.ng.ru/science/2014-03-26/11_electrification.html)
6. [http://en.wikipedia.org/wiki/Heat\\_of\\_combustion](http://en.wikipedia.org/wiki/Heat_of_combustion)
7. <http://energystock.ru/tarify-na-elektroenergiyu-na-2014-god/moskva>

# ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ОПОР ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ МАГНИТНОЙ ЖИДКОСТЬЮ (SEALING OF BEARING ROLLER'S CONES WITH MAGNETIC FLUID)

Таджиев Э.Р., Шамсутдинов А.Р.

(научный руководитель - ассистент Рашидов Ж.Х.)

Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

## Аннотация

В настоящее время магнитные жидкости (МЖ) находят все больше и больше применений в различных областях промышленности и жизнедеятельности человека. В работе представлена концепция применения МЖ в нефтегазовой отрасли в виде перспективного решения проблем со смазкой в опорах шарошечных долот путем герметизации опор магнитной жидкостью, удерживаемой постоянным магнитным полем.

## Введение

Суспензии – коллоидные системы из твердой фазы и жидкой среды – нашли широкое применение во всех сферах жизнедеятельности человека. Суспензии – это гуашевые краски, известковое молоко, буровые и цементные растворы, эмалевые краски и даже обычный фруктовый сок с мякотью.

Ферромагнитные жидкости представляют собой коллоидные системы, состоящие из ферромагнитных или ферримагнитных частиц нанометровых размеров, находящихся во взвешенном состоянии в несущей жидкости, в качестве которой обычно выступает органический растворитель или вода. Для обеспечения устойчивости такой жидкости ферромагнитные частицы связываются с поверхностно-активным веществом (ПАВ), образующим защитную оболочку вокруг частиц и препятствующем их слипанию из-за Ван-дер-Ваальсовых или магнитных сил.

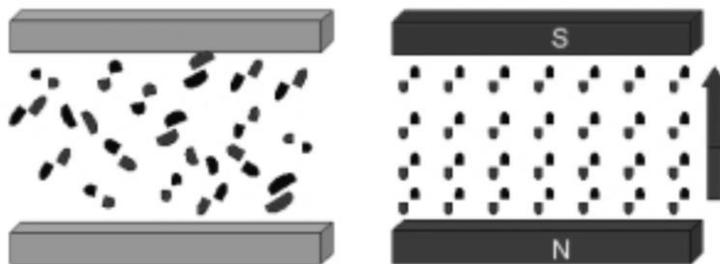


Рис.1 - Ориентация дисперсной фазы во внешнем магнитном поле

Такой коллоидный раствор будет реагировать на внешние магнитные поля, словно жидкий металл, ведя себя непредсказуемым способом.

Ферромагнитные жидкости находят широкое применение в самых различных сферах жизнедеятельности человека: машиностроение,

оборонная и авиакосмическая промышленность, медицина и горнорудная промышленность. [2]

В работе представлены способы изготовления магнитных жидкостей, получены опытные образцы, а так же решения проблем с утечкой смазочного материала в шарошечном породоразрушающем инструменте.

### **Магнитножидкостные уплотнения валов и штоков**

Проблема герметизации вводов вращательного и возвратно-поступательного движения актуальна для современной техники на производстве. Необходимо надежно разделять среды с различным давлением, герметизировать различные установки, защищать узлы машин от попадания пыли и влаги, предохранять от возникновения агрессивных сред машины или наоборот, окружающую среду.

Традиционными способами зачастую невозможно обеспечить требуемый уровень герметизации, им присущи хорошо известные недостатки. К примеру, контактные уплотнения имеют высокий момент трения, быстро изнашиваются и к тому же, допускают постоянную утечку уплотняемой среды.

Создание МЖ, фиксируемых магнитным полем в заданном положении, позволит создать тип уплотнений, лишенных многих недостатков.

### **Выталкивание инородных немагнитных тел из МЖ**

Горная порода, помещенная в магнитное поле напряженности  $H$ , намагничивается под его воздействием. Характеристика поля, учитывающая намагничивание среды, называется магнитной индукцией:

$$B = \mu_0(H + J) \quad (1)$$

Намагниченность  $J$  зависит как от величины намагничивающего поля, так и от параметра  $\chi$  – магнитной восприимчивости, характеризующей способность горных пород намагничиваться под действием внешнего магнитного поля:

$$J = \chi H \quad (2)$$

Магнитная восприимчивость вещества:

$$\mu = 1 + \chi \quad (3)$$

Элементарными носителями магнетизма горных пород являются электроны атомов. Группа элементов, атомы которых не имеют собственных магнитных моментов называются диамагнетиками. Если же в атомах элементов магнитные моменты электронов скомпенсированы не в полной мере, то это либо ферромагнетики, либо парамагнетики.

- Диамагнетики ( $\mu < 1$ ), магнитная восприимчивость отрицательная
- Парамагнетики ( $\mu > 1$ ), магнитная восприимчивость положительна
- Ферромагнетики ( $\mu \gg 1$ ), магнитная восприимчивость положительна

Исходя из выражения (3), получается, что в диамагнетиках магнитная восприимчивость отрицательная. Это говорит о том, что

диамагнетики при помещении в магнитное поле выталкиваются из него [1].

### **Проведения опытов и результаты**

Для проведения опытов, в лабораторных условиях, был собран электромагнит (ЭМ) переменного тока:



Рис.2 Электромагнит переменного тока

### **Характеристики ЭМ**

ЭМ переменного тока состоит из стального сердечника и катушки с обмоткой (рис.2). Для обмотки катушки использован медный провод диаметр сечения которого равен 0,25мм, количество витков обмотки 1920. ЭМ работает от сети переменного тока с частотой 50Гц при напряжении 220В.

### **Создание жидкости МЖ (на основе масла)**

Чтобы получить магнитную жидкость в химической лаборатории, были использованы следующие вещества: дистиллированная вода, раствор хлорида железа ( $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ), раствор сульфата железа ( $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ), аммиачная вода (25% раствор), поверхностно активные вещества (ПАВ)

Ниже поэтапно описано получение МЖ:

1) В 125 мл дистиллированной воды растворили 6 г  $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  и 3 г  $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  (при слабом подогреве и несильном помешивании).

2) Полученный раствор отфильтровали в другую колбу для отделения от механических примесей.

3) Залили в чистую колбу 38 мл аммиачной воды (25%-ный раствор).

4) Тонкой струей влили отфильтрованный раствор в колбу с аммиачной водой при интенсивном перемешивании. Коричнево-оранжевый раствор мгновенно превращается в суспензию черного цвета.

5) Долили к получившемуся раствору немного воды и поставили колбу с образовавшейся смесью на магнит на полчаса.

6) После выпадения частиц магнетита на дно колбы (под действием сил магнитного поля), осторожно слили около двух третей раствора,

придерживая осадок магнитом. Снова залили дистиллированную воду в колбу в таком же количестве, и хорошо перемешали раствор. Поставили колбу на магнит. Повторяли эти действия до тех, пока рН сливного раствора стал равен 7,5-8,5.

7) После того как последний промывной раствор был на 2/3 слит, загущенную суспензию отфильтровали.

8) Полученный на воронке осадок смешали с ПАВ

9) Нагревали полученную смесь в течение часа ( $t=80^{\circ}\text{C}$ ), хорошо перемешивая.

10) Охладили полученную смесь до комнатной температуры. Добавили 12 - 15 мл дистиллированной воды и тщательно размешали.

11) Разведенную в воде смесь поставили ещё раз на магнит на несколько часов, после чего магнитная жидкость готова (рис.3).

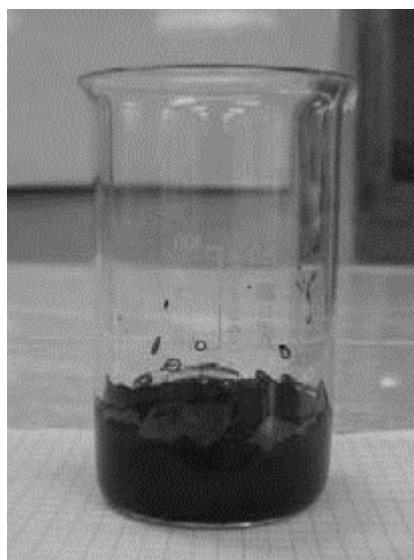


Рис.3 Магнитная жидкость

#### **Опыты с удержанием МЖ в постоянном магнитном поле**

Чтобы наглядно увидеть, как магнитное поле удерживает МЖ не давая ей растекаться, в чашку Петри налили магнитную жидкость и поднесли к её дну магнит (рис.4). Жидкость заметно вспучилась и удерживалась на месте при наклоне чашки Петри.

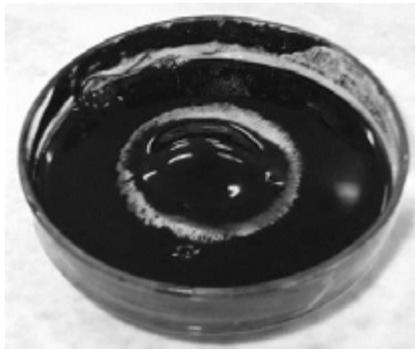


Рис.4 Действие магнитного поля на МЖ

### **Опыт с внедрением инородных тел в МЖ**

В пробирку поместили частички породы, обладающие диамагнитными свойствами, добавили её в МЖ и размешали. Вследствие воздействия на МЖ постоянным магнитным полем, частички породы были вытолкнуты наружу.

### **Опыт: сравнение смазочных свойств машинного масла с МЖ**

В одну чашку Петри поместили машинное масло, а в другую смесь машинного масла с магнитной жидкостью. Поместили в каждую чашку постоянный магнит. Смесь машинного масла с магнитной жидкостью полностью обволок магнит. При наклоне чашек, магнит в чашке со смесью машинного масла и МЖ скользит лучше.

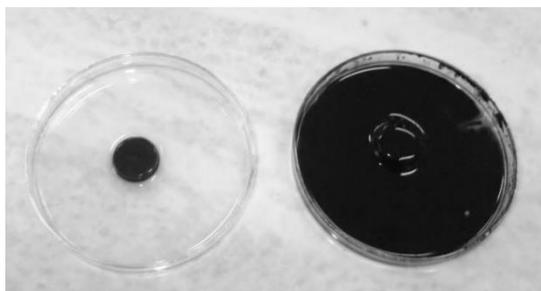


Рис.5 Проверка смазочные свойства МЖ

### **Символы, обозначения и единицы измерения.**

$H$ -напряжённость магнитного поля (А/м);

$B$ - магнитная индукция (Тл);

$\mu_0$ –магнитная постоянная;

$J$ - намагничённость (А/м);

$\chi$ - магнитная восприимчивость(1/кг);

$\mu$ - магнитная проницаемость.

### **Вывод**

Ряд проведённых опытов показал, что взаимодействие МЖ с магнитным полем выталкивает наружу инородные частицы, с диамагнитными свойствами. МЖ на основе масла эффективнее снижают трение по сравнению с тем же маслом, поэтому их используют в качестве магнитных смазок (МС).

Из этого можно сделать вывод, что применение МС в опорах шарошечных долот, под воздействием постоянного магнитного поля, позволит снизить трение подшипников, препятствовать загрязнению МС, будет удерживаться в данном положении не перемещаясь и не стекая, что позволит устранить смазочный резервуар (лубрикатор) для более рационального использования пространства.

### **Литература**

1. С.Г.Калашников, «Электричество», Издание пятое, 1985 год. (стр.219-221)
2. Б.М.Берковский «Магнитные жидкости», М.:Химия, 1989 год.

**РЕАЛЬНЫЕ ОПЦИОНЫ КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ  
ПРОЕКТАМИ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО  
МСФО  
(REAL OPTIONS AS THE INSTRUMENT FOR OFFSHORE FIELDS  
DEVELOPMENT PROJECT MANAGEMENT UNDER IFRS  
CONDITIONS)**

Талипова А.С.

(научный руководитель - к.э.н., доцент Пельменёва А.А.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Общемировая тенденция к созданию единого экономического и торгового пространства ведут к объективной необходимости унификации принципов ведения производственной деятельности, а также представления информации внешним пользователям и инвесторам в соответствии с международными стандартами. Одним из таких неотъемлемых стандартов ведения любой деятельности являются международные стандарты финансовой отчетности (МСФО).

Россия, как один из крупнейших мировых торговых партнеров, после вступления в ВТО, вплотную подошла к повсеместному внедрению стандартов МСФО. Также это становится особо актуальным для нефтегазовой отрасли, как базовой отрасли экономики, а в частности проектов, реализуемых на шельфах, по нескольким причинам:

1. Шельфовые месторождения требуют особого грамотного подхода к освоению и реализуются в основном по проектному принципу управления. Последний предполагает использование определенных техник и инструментов (дерево решений, сложное дисконтирование, вероятностное моделирование, реальные опционы), позволяющих правильно оценить проект в целом, управлять всеми ресурсами, переходить от одной фазы к другой с максимальной эффективностью. В условиях работы компании по принципу МСФО данные процессы не должны идти вразрез с работой по подготовке отчетности для целей предоставления внешним пользователям и привлечения инвестиций.

2. Шельфовые месторождения требуют набора современных технологий для их освоения и российские компании привлекают в качестве партнеров на таких проектах международные нефтегазодобывающие компании, имеющие большой опыт реализации данных проектов. Такое сотрудничество по определению означает работу компании по подготовке отчетности не только по национальным, но и по международным стандартам.

3. Для освоения шельфовых месторождений требуются большие инвестиции, что обуславливает необходимость компаний выходить на международные рынки капитала. Листинг на международных фондовых биржах невозможен без подготовки финансовой отчетности по МСФО

(см.Рис.1). Формирование отчетных показателей в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности делает отчетность компании понятной для иностранных инвесторов, доступной для широкого круга заинтересованных пользователей, а также прозрачной и независимой. Это требование распространяется на все без исключения компании, в т.ч. и относящиеся к нефтегазовому комплексу.

4. Нефтегазовая отрасль обладает рядом особенностей. Так, на поисково-разведочные работы приходится значительная часть инвестиций. После открытия месторождения, не все оказываются коммерческими при доступных технологиях и текущих ценах. Поисково-разведочные работы могут не привести к обнаружению нефти или газа (сухие скважины). А так как основной актив нефтегазовых компаний – запасы нефти и газа и размер требуемых первоначальных инвестиций очень большой, то к отчетности предъявляются повышенные требования. Как показывает практика, наибольшую сложность представляет отчетность по поиску и разведке, где национальные и международные принципы противоречат друг другу, а экспертные трактовки многовариантны.

|  | Лондон            |     | Торонто |      | Нью-Йорк |      | Осло       |       | Австралия |
|--|-------------------|-----|---------|------|----------|------|------------|-------|-----------|
|  | Основная площадка | AIM | TSX     | TSXV | NASDAQ   | NYSE | OSLO BORSE | AXESS | ASX       |
| Минимальная доля размещаемых акций     | +                 | -   | +       | +    | +        | +    | +          | +     | +         |
| ФО за 3 года с аудиторским заключением | +                 | +   | +       | +    | +        | +    | +          |       | +         |
| Отчет независимых оценщиков запасов ПИ | +                 | +   | +       | +    | +        | +    | +          | +     | +         |
| Квартальная ФО                         | -                 | -   | +       | +    | +        | +    | +          | +     | -         |
| Требования к достаточности ОК          | +                 | +   | +       | +    | -        | -    | +          | +     | +         |

Рис. 1. Сравнение требований по предоставлению отчетности на международных рынках капитала для нефтегазодобывающих компаний. Источник: составлено автором.

До вступления в силу 1 января 2006 года МСФО 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов» отчетность нефтегазодобывающих компаний ограничивалась применением МСФО 38 и МСФО 16 («Нематериальные активы» и «Основные Средства»). Ранее МСФО не предусматривали особый порядок учета затрат в процессе поисково-разведочных и оценочных работ. Вопросы учета затрат были исключены из действия МСФО 38, а права на разработку ресурсов и запасы были исключены из сферы применения МСФО 16. Учет таких затрат в рамках

национальных стандартов разных стран отличается, а единый подход в международных стандартах не был разработан. Область применения МСФО 6 распространяется лишь на затраты, находящиеся на стадии осуществления и непосредственно связанных с поиском и оценкой природных ресурсов (см.Рис.2). Отдельно указывается необходимость раскрытия дополнительной информации о величине, сроках, вероятности будущих денежных потоков, непосредственно связанных с активами по разведке и оценке полезных ископаемых (МСФО 6.2). Таким образом, применение МСФО 6 в части поисково-разведочных работ позволяет определить затраты, которые в дальнейшем будут капитализированы и переведены в актив, либо будут списаны на расходы.



Рис.2. Цель МСФО (IFRS) 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов».

Источник: составлено автором.

Тем не менее, остается открытым вопрос о расходах, понесенных на стадии, предшествующей решению компании вступить в проект и приобретать лицензию (либо долю в проекте). Наибольшую сложность в этом вопросе для нефтегазодобывающих компаний до сих пор составляют шельфовые и глубоководные месторождения, которые в дополнение к сложным техническим и климатическим условиям, попадают под особый юридический и налоговые режимы. Кроме того, как было сказано ранее, такие сложные проекты зачастую реализуются на основе партнерских соглашений и создания СП или (что реже встречается на сегодняшний день и от чего государства пытаются отойти) на условиях СРП. Наиболее актуальными в области экономики освоения такого месторождения продолжают оставаться вопросы предварительного проведения оценки УВ ресурсов и перспективность их освоения с целью принятия решения о приобретении актива (или списания на убытки в случае не обнаружения запасов на лицензионном блоке) (См.Рис 3). Компании выделяют это в отдельную стадию жизненного цикла месторождения. До недавнего времени стоимостную оценку УВ проводили тремя основными методами – затратным, сравнительным и доходным. При этом проводится тройная

оценка, а результаты сравниваются. Отказ от любого метода требует обоснования. На практике использование сравнительного метода для оценки ресурсов на шельфе и глубоководных месторождений практически невозможно в силу их уникальности. Применение затратного подхода сопряжено с объективными трудностями в определении возмещаемых затрат и затрат на обеспечение эквивалентной полезности, так как определить затраты замещения оцениваемого объекта в условиях его уникальности, так же как и воспроизводство углеводородных недр, лишено смысла по определению.

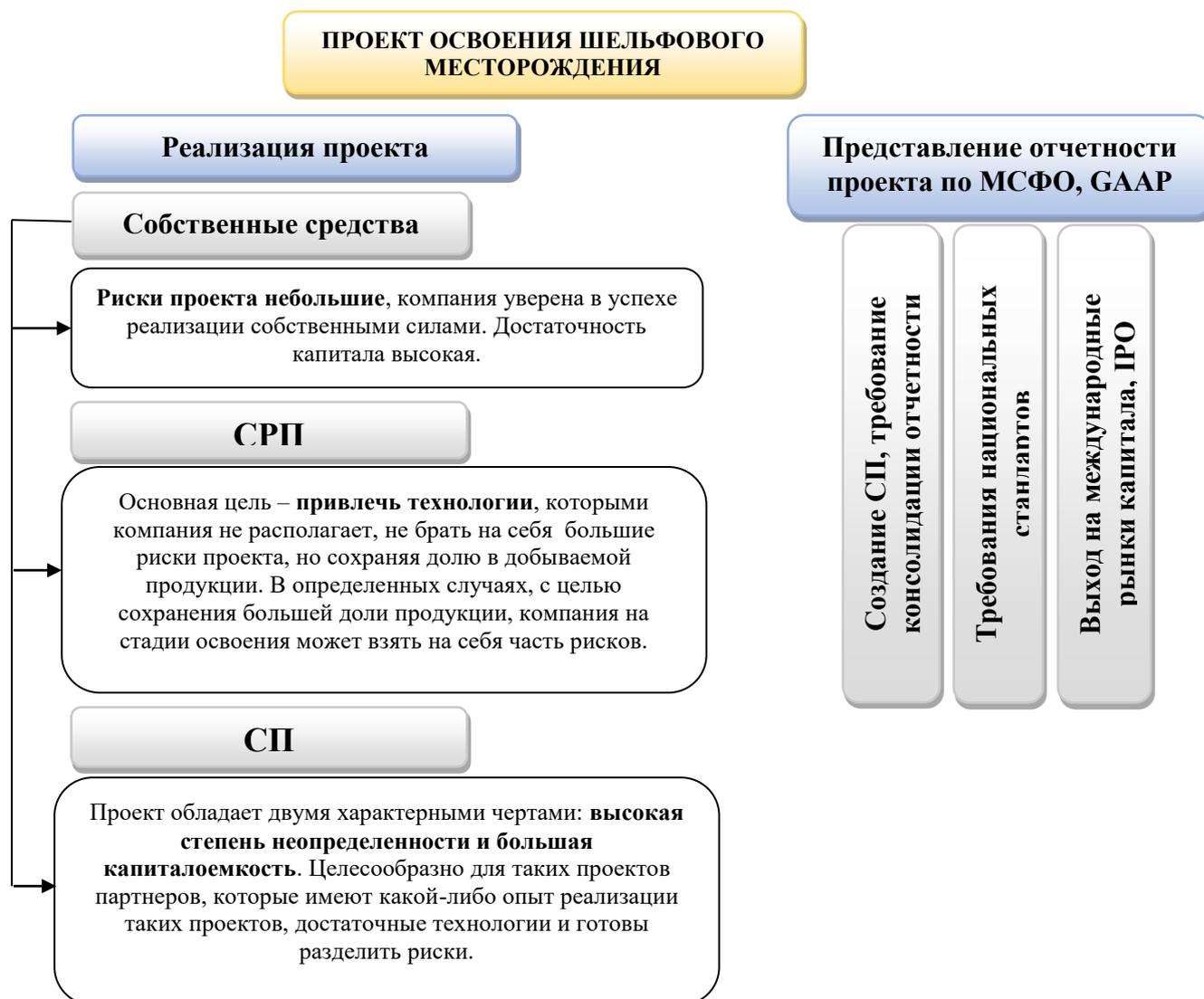


Рис.3. Условия реализации проектов освоения шельфовых месторождений. Источник: составлено автором.

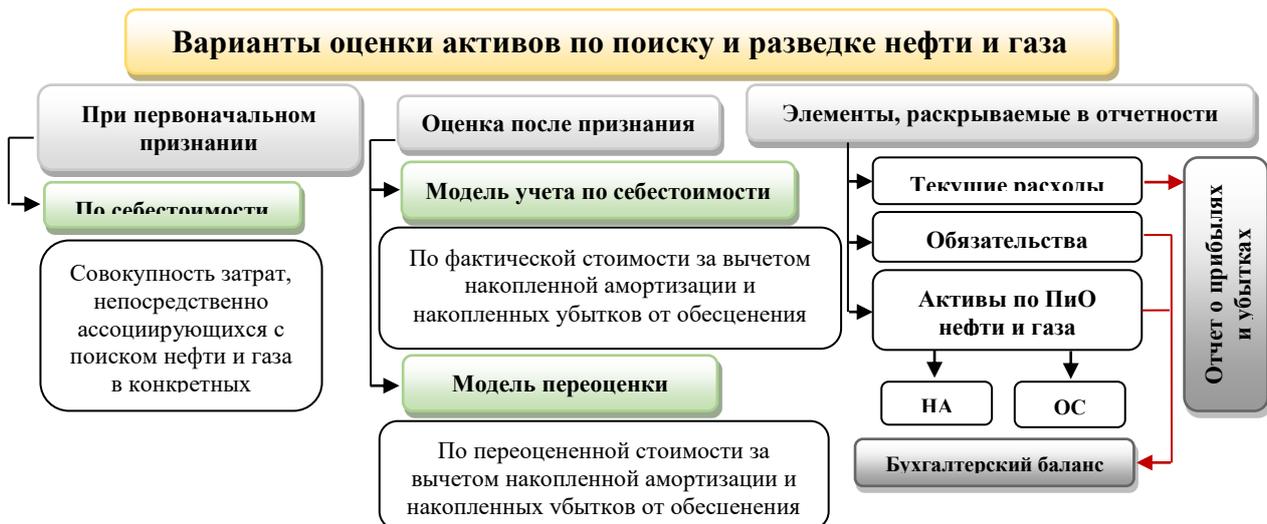


Рисунок 4 – Варианты оценки активов по поиску и оценке нефти и газа.  
Источник: составлено автором.

Поскольку критерии квалификации затрат на поиск и оценку нефти и газа в качестве актива компании не регламентированы, они должны быть разработаны в компании. Так, в качестве критериев признания могут быть: непосредственная ассоциация с разведкой нефти и газа; высокая вероятность получения экономических выгод, связанных с объектом затрат; наличие надежно измеренной стоимости или оценки. Затраты, понесенные компанией до начала поисковых работ, как правило признаются текущими расходами компании, поскольку на данном этапе запасы являются гипотетическими и не имеют надежной оценки. Хотя, в отдельных случаях, компания может начать капитализацию подобных затрат, если разведка нефти и газа на конкретной территории начинается в период завершения формального оформления прав на поиск полезных ископаемых. В качестве примеров объектов активов при поиске и разведке, выделяют: права на проведение разведки нефти и газа, лицензии на проведение поисковых и буровых работ. Таким образом мы подходим к оценке затрат на поиск и разведку, а также оценку УВ потенциала методом реальных опционов. Данный инструмент применяется для проектов, перспективность которых традиционными методами расчета, такими, как ЧДД, отрицательна, но может принести большую ценность при определенных условиях. Кроме того, оценивать шельфовые проекты тремя традиционными подходами (затратный, доходный и сравнительный) сложно, как было сказано выше. Поэтому компании применяют специальные инструменты оценки проектов. Реальные опционы предполагают, что проект может принести значительную прибыль, чем большей степени неопределенности он подвержен. Например, вероятность нахождения месторождения на шельфе с запасами более 1 млн.т. на практике составляет не более 1%. Но именно высокая степень

неопределенности делает его ценным и если компания действует в верном направлении реализации проекта, то опцион в итоге принесет большую прибыль. При расчете стандартными методами, данная вероятность либо зачастую не рассчитывается вообще, либо отсекается. Существует 2 модели реальных опционов: биномиальная и Блэка Шоулза. Для оценки проектов освоения месторождения целесообразно применять вторую модель, так как при сокращении промежутков времени между узлами принятия решения изменение цен (производной от чего и является ценность опциона) становится минимальным и биномиальная модель превращается в модель Блэка Шоулза:

$$C(S,t) = S \times N(d_1) - K \times e^{-rt} \times N(d_2), \text{ где}$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + (r + \delta^2)t}{\delta\sqrt{t}}, \quad d_2 = d_1 - \delta\sqrt{t}$$

Где  $C(S,t)$ - стоимость опциона,  $S$ -текущая стоимость базового актива,  $K$ -цена исполнения опциона,  $r$ -ставка процента,  $t$ -срок исполнения,  $\delta$ -стандартное отклонение от доходности,  $N(d)$ - кумулятивная вероятность функции нормального распределения.

Также, использование модели Блэка Шоулза как раз выполняет условие ее применимости для проектов освоения месторождений, когда денежные потоки, создаваемые опционом, обусловлены наступлением определенных событий (открытие месторождения, подтверждение запасов, ввод в эксплуатацию). Наиболее рационально рассматривать опционы на остановку (в случае не открытия), на отсрочку (не подтверждение запасов после первой скважины), расширение (несвоевременный ввод в эксплуатацию). Пример учета опциона на остановку как актива приведен ниже с учетом выбранных автором данных (см.Таблицу 1).

Таблица 1. Параметры расчета опциона на остановку для шельфового месторождения.

| № | Показатель   | Результат     | Примечание  |
|---|--|---------------|---|
| 1 | Опцион на остановку (первый поисково-разведочный этап) |               |   |
| 2 | Цена исполнения  | 600 млн.руб   | Сейсморазведка  |
| 3 | Текущая ценность базового актива                       | 2 350 млн.руб | Приведено ко времени получения продукции в случае успеха ГРП                                    |
| 4 | Срок исполнения  | 5 лет         | Период поисково-разведочных работ   |
| 5 | Стандартное отклонение                                 | 5%            | Отклонение коэффициента подтверждаемости запасов по шельфовым месторождениям в северных широтах |
| 6 | Ставка процента  | 10%           | Определена условно, можно принять значение  |

|   |                  |               |   |
|---|------------------|---------------|---|
|   |                  |               | доходности гос.облигаций на выбранный период. |
| 7 | Ценность опциона | 2350 млн.руб. | Оценка по показателю ЧДД = 0,3 млрд.руб       |

Источник: составлено автором.

На первом этапе поисково-разведочных работ получаемая вероятностная модель функции логнормального распределения запасов показывает степень неопределенности опциона на остановку проекта. В этом случае у компании нет оснований признавать актив, так как невозможно доказать поступление денежных потоков с достаточной степенью вероятности. Компания спишет данный опцион на расходы и не сможет капитализировать. Иными словами, данные работы не увеличат стоимость компании (ее ценность), так как не образуют актив. Учет затрат пойдет по цене приобретения методом результативных затрат. Подробная схема списания и методика определения затрат указаны на Рис.5 и Рис.6 соответственно.

Таким образом, стоимостная оценка, полученная методом опционов в системе учета компании не образует актив и для внешних пользователей вероятнее всего будет показана цифра 0,3 млрд.руб., полученная методом оценки по чистой дисконтированной стоимости. Но не смотря на это, расчеты будут свидетельствовать о существенной недооценки ценности по причине высокой неопределенности, так как мы учли только сейсморазведку без единой скважины. Так как в модели опциона заложена частичная рискованность капиталом (только на сейсморазведку), руководство при этом получает достаточные данные для сопоставления и принятия управленческого решения. Это приведет к тому, что последующие два опциона в ходе реализации проекта позволят еще до их исполнения показать их как актив компании и увеличить ее ценность.

В заключении можно отметить, что не смотря на непривлекательность метода реальных опционов с точки зрения отражения результатов в отчетности компании, предназначенной для потенциальных инвесторов и с целью привлечь капитал на международных рынках, грамотные решения после первой стадии могут привести к гораздо большему синергетическому эффекту и многократно увеличить стоимость компании.

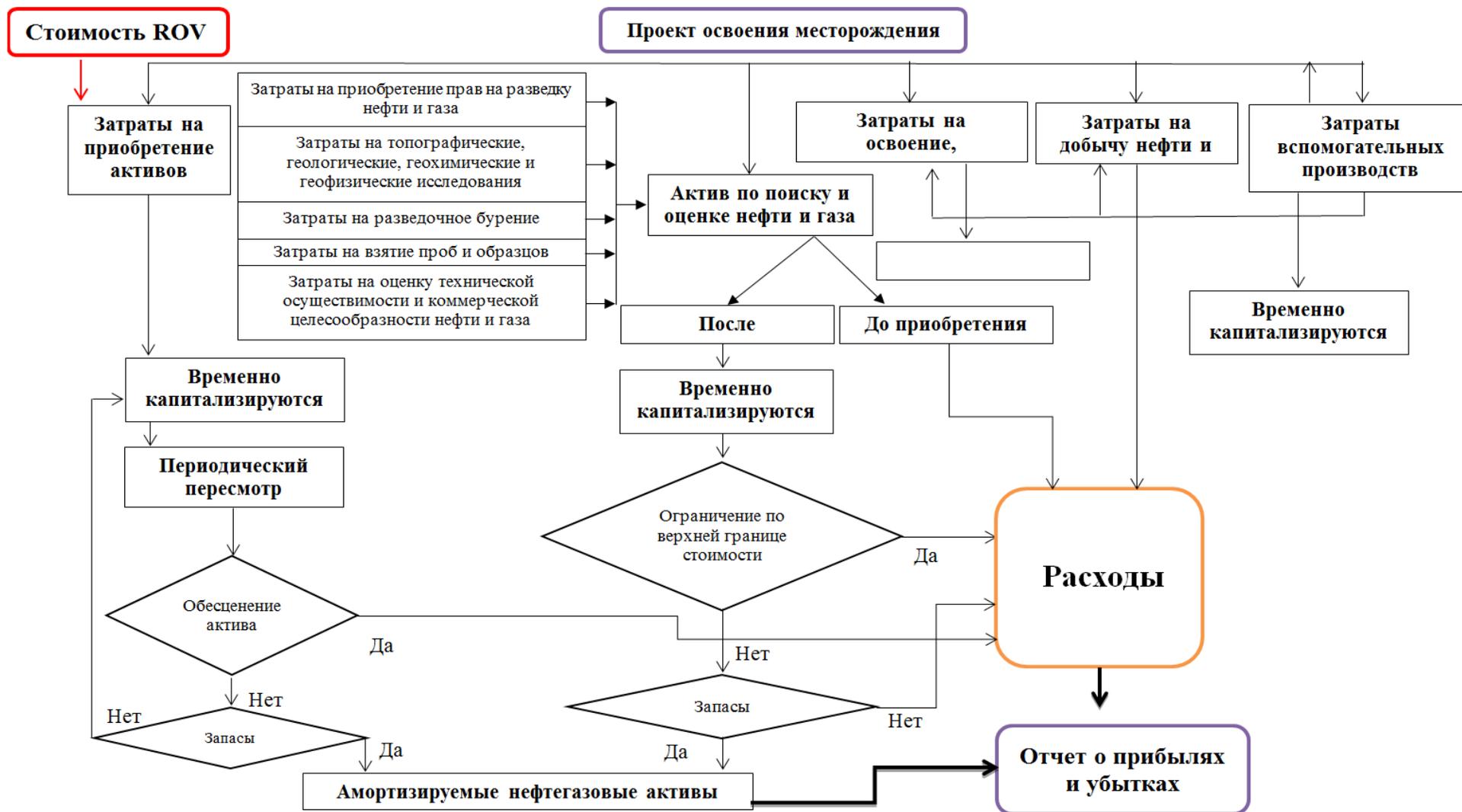


Рис. 5. Схема определения опциона на остановку проекта освоения месторождения в системе подготовки отчетности и процесс списания опциона. Источник: составлено автором.

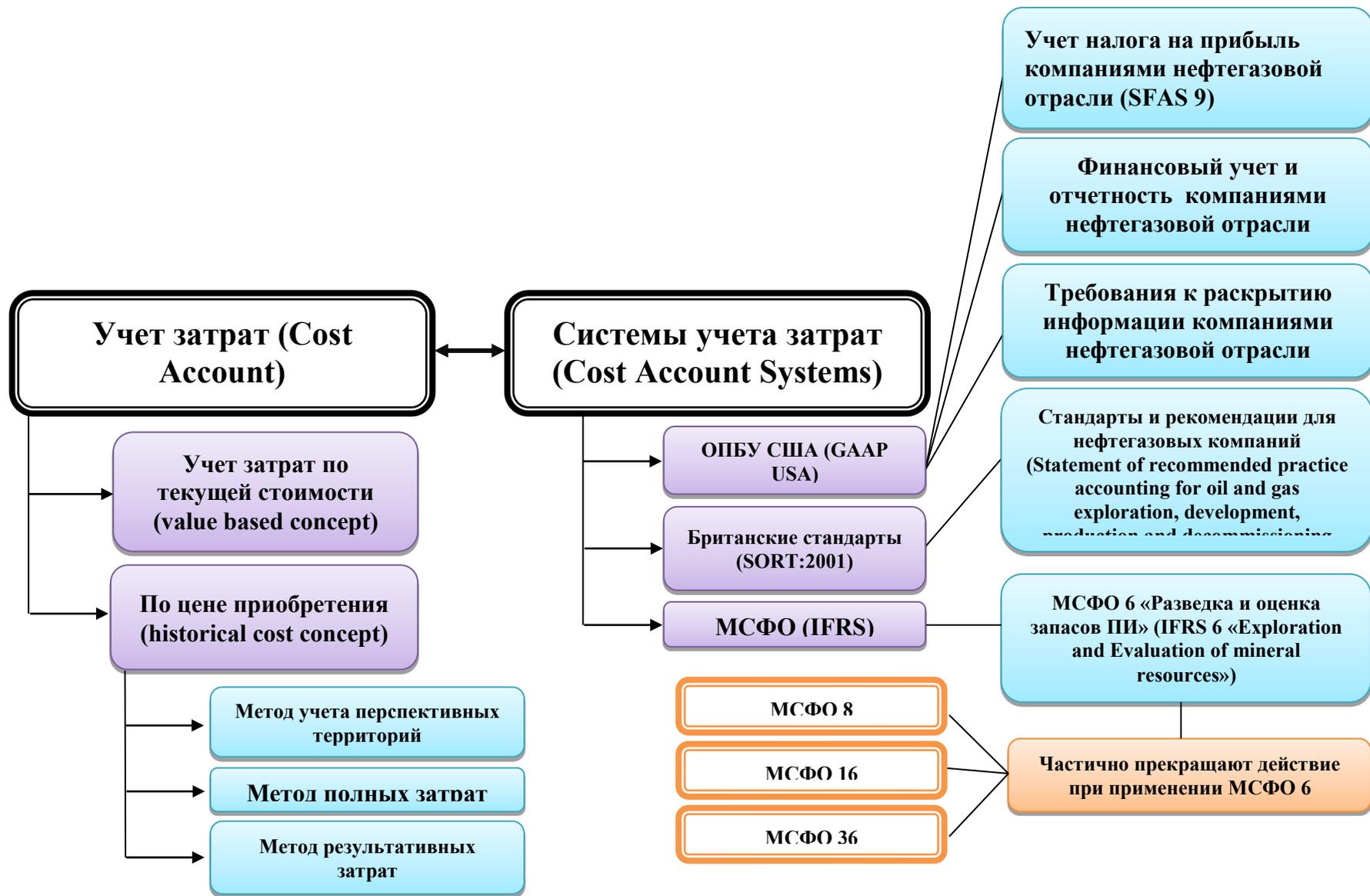


Рис. 5. Схема определения затрат по опционам и их эквиваленты в системе учета затрат по международным стандартам. Источник: составлено автором.

**ДОСРОЧНОЕ НАЗНАЧЕНИЕ СТРАХОВЫХ ПЕНСИЙ  
ОТДЕЛЬНЫМ КАТЕГОРИЯМ ГРАЖДАН С УЧЕТОМ УПЛАТЫ  
СТРАХОВЫХ ВЗНОСОВ ПО ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ ТАРИФАМ И  
РЕЗУЛЬТАТОВ СПЕЦИАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ УСЛОВИЙ ТРУДА  
(THE EARLY APPOINTMENT OF INSURANCE PENSIONS TO  
CERTAIN CATEGORIES OF CITIZENS WITH REGARD TO  
PAYMENT OF INSURANCE CONTRIBUTIONS FOR ADDITIONAL  
RATES AND THE RESULTS OF THE SPECIAL ASSESSMENT OF  
WORKING CONDITIONS)**

Удейкина Н.Г.

(научный руководитель - доцент Тарасова Л.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Частью 6 статьи 30 Закона «О страховых пенсиях» от 28 декабря 2013 г. № 400-ФЗ (далее – Закон № 400-ФЗ) определено, что периоды работы, предусмотренные пунктами 1 – 18 части 1 статьи 30, имевшие место после 1 января 2013 года, засчитываются в стаж на соответствующих видах работ при условии начисления и уплаты страхователем страховых взносов по соответствующим тарифам, установленным статьей 58.3 Федерального закона от 24 июля 2009 года № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» (далее – Закон № 212-ФЗ). При этом условия назначения страховой пенсии по старости, установленные пунктами 1 – 18 части 1 статьи 30, применяются в том случае, если класс условий труда на рабочих местах по работам, указанным в пунктах 1 – 18 части 1 статьи 30, соответствовал вредному или опасному классу условий труда, установленному по результатам специальной оценки условий труда.

Нужно отметить, что законодатель предусмотрел сохранение условий, предусмотренных пунктом 3 статьи 27 Федерального закона «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17 декабря 2001 г. № 173-ФЗ (далее – Закон № 173-ФЗ).

Применение положений в части начисления и уплаты страхователем страховых взносов по соответствующим тарифам с учетом положений пенсионного законодательства, выявленного Конституционным Судом Российской Федерации в постановлении от 10 июля 2007 года № 9-П означает, что основанием зачета периодов работы в соответствующий стаж застрахованного лица, при соблюдении прочих условий, является начисление страховых взносов по дополнительному тарифу независимо от полноты уплаты таких взносов.

Вместе с тем законодательством Российской Федерации предусмотрена безусловная обязанность страхователей (работодателей)

своевременно и в полном объеме уплачивать в Пенсионный фонд Российской Федерации страховые взносы, в том числе по дополнительному тарифу.

Специальная оценка условий труда введена в Российской Федерации с 1 января 2014 года Федеральным законом от 28 декабря 2013 года № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» (далее – Закон № 426-ФЗ). Предусмотрено, что специальная оценка условий труда должна проводиться не реже, чем один раз в пять лет, если иное не установлено законодательством. Пятилетний срок исчисляется со дня утверждения отчета о проведении специальной оценки условий труда.

Согласно статье 3 Закона № 426-ФЗ специальная оценка условий труда является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий по идентификации вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса (далее также – вредные и (или) опасные производственные факторы) и оценке уровня их воздействия на работника с учетом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов (гигиенических нормативов) условий труда и применения средств индивидуальной и коллективной защиты работников.

На основании статьи 14 Закона № 426-ФЗ по результатам проведения специальной оценки условий труда устанавливаются классы (подклассы) условий труда на рабочих местах:

- оптимальные (1 класс);
- допустимые (2 класс);
- вредные (3 класс с подклассами первой, второй, третьей и четвертой степени);
- опасные условия труда (4 класс).

При вредных условиях уровни воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов превышают уровни, установленные нормативами.

При опасных условиях на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, и уровни воздействия их в течение всего рабочего дня (смены) или его части способны создать угрозу жизни работника, а последствия их воздействия обуславливают высокий риск развития острого профессионального заболевания в период трудовой деятельности.

Результаты проведения спецоценки применяются для целей, определенных статьей 7 Закона № 426-ФЗ, в частности для установления дополнительного тарифа страховых взносов в ПФР с учетом класса (подкласса) условий труда на рабочем месте.

Ранее, до 1 января 2014 года в Российской Федерации было предусмотрено проведение аттестации рабочих мест по условиям труда.

Законодатель предусмотрел, что, если до 1 января 2014 года в отношении рабочих мест была проведена аттестация рабочих мест по условиям труда, то специальная оценка условий труда в отношении таких рабочих мест может не проводиться в течение пяти лет со дня завершения данной аттестации, но не позднее, чем 31 декабря 2018 года. За исключением случаев проведения внеплановой специальной оценки условий труда.

С учетом переходных положений, установленных Федеральным законом от 28 декабря 2013 года № 421-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Закон № 421-ФЗ), в связи с принятием Закона № 426-ФЗ до проведения специальной оценки условий труда периоды работы, предусмотренные пунктами 1-18 части 1 статьи 30 Закона № 400-ФЗ, засчитываются в стаж на соответствующих видах работ независимо от результатов аттестации рабочих мест по условиям труда, проведенной в соответствии с порядком, действовавшим до дня вступления в силу Закона № 426-ФЗ; при условии начисления и уплаты страховых взносов по дополнительным тарифам.

Статьей 58.3. Закона № 212-ФЗ установлены дополнительные тарифы страховых взносов для отдельных категорий плательщиков страховых взносов, которые составляют:

|   | <b>2013<br/>год</b> | <b>2014<br/>год</b> | <b>2015 год<br/>и последующие<br/>годы</b> |
|---|---------------------|---------------------|--|
| с выплат работникам, занятым на работах пп. 1 п. 1 ст. 27 Закона № 173-ФЗ (п. 1 ч. 1 ст. 30 Закона № 400-ФЗ)      | 4%                  | 6%                  | 9,0%                                       |
| С выплат работникам, занятым на работах пп. 2-18 п. 1 ст. 27 Закона № 173-ФЗ (п.2-18 ч. 1 ст. 30 Закона № 400-ФЗ) | 2%                  | 4%                  | 6%   |

Выше установленные тарифы, начиная с 1 января 2014 года, применяются в случае, если на соответствующих рабочих местах не проведена специальная оценка условий труда и до 1 января 2014 года не проводилась аттестация рабочих мест по условиям труда.

В зависимости от установленного, по результатам специальной оценки условий труда класса условий труда, взамен указанных выше дополнительных тарифов, начиная с 1 января 2014 года, установлены следующие дополнительные тарифы страховых взносов в ПФР:

| <b>Класс условий труда</b> | <b>Класс условий труда</b> | <b>Дополнительный тариф страхового взноса</b> |
|----------------------------|----------------------------|---|
| Опасный                    | 4                          | 8,0%  |
| Вредный                    | 3.4                        | 7,0%  |
|                            | 3.3                        | 6,0%  |
|                            | 3.2                        | 4,0%  |
|                            | 3.1                        | 2,0%  |
| Допустимый                 | 2                          | 0,0%  |
| Оптимальный                | 1                          | 0,0%  |

Эти же тарифы применяются по результатам проведенной до 1 января 2014 года аттестации рабочих мест по условиям труда (признаются действительными до окончания срока их действия, но не более чем до 31 декабря 2018 года включительно), при определении размера дополнительных тарифов страховых взносов в ПФР, в отношении рабочих мест, условия труда на которых, по результатам аттестации рабочих мест, признаны вредными и (или) опасными.

Если на рабочем месте, предусмотренном пунктом 1 части 1 статьи 30 Закона № 400-ФЗ (Список № 1), по результатам аттестации рабочих мест, проведенной до 1 января 2014 года условия признаны оптимальными и допустимыми, то дополнительный тариф страховых взносов в 2014 году составляет 6%, а в 2015 году – 9%; в случае, если условия признаны вредными с подклассом условий 3.4, то дополнительный тариф страховых взносов в 2014 году и последующие годы составляет 7%.

Если на рабочем месте, предусмотренном пунктом 1 части 1 статьи 30 Закона № 400-ФЗ (Список № 1), по результатам специальной оценки условий труда условия признаны оптимальными и допустимыми, то дополнительный тариф страховых взносов составит 0%, следовательно, за соответствующие периоды работодатель не начисляет и не уплачивает взносы по дополнительному тарифу, и права на досрочную пенсию за такие периоды не формируются; для условий, признанных вредными, с подклассом условий 3.4, то дополнительный тариф страховых взносов составляет 7%.

Следовательно, специальная оценка труда является единым комплексом мероприятий по идентификации вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценке уровня их воздействия на работника с учетом отклонения от установленных нормативов условий труда, которая является основанием для формирования дополнительных страховых взносов для работников, занятых на таких условиях.

# РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ КОРРЕКТИРОВКИ РАСПИСАНИЯ УЧЕБНЫХ ЗАНЯТИЙ (DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR FLEXIBLE CLASSES RESCHEDULING)

Учаева Е.А.

(научный руководитель ассистент Изюмов Б.Д.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

**Ключевые слова:** корректировка расписания, задача удовлетворения ограничениям, constraint satisfaction problem, CSP, оценка качества расписания.

## Введение

Расписание занятий является важной частью учебного процесса. Составление расписания осуществляется перед началом каждого семестра с учетом большого количества факторов и является весьма трудоемким процессом. Это приводит к тому, что однажды составленное расписание очень сложно изменить вручную.

При этом расписание может нуждаться в корректировке вследствие возникновения разных жизненных ситуаций. Примерами таких случаев могут быть замена преподавателя, отмена проведения занятий, изменения в индивидуальных учебных планах магистрантов и др.

Каждый преподаватель, который сталкивался с необходимостью переноса занятия, знает, что проще всего такие вопросы решаются напрямую со студентами, без помощи диспетчерского отдела, поскольку отдел не может оперативно реагировать на все подобные запросы ввиду их количества. Но в этом случае бывает сложно самостоятельно найти новое подходящее время и место, а само изменение не попадает в единую информационную систему.

В данной работе предлагается вариант решения существующей проблемы: рассматривается алгоритм для оперативной корректировки расписания в случае изменения требований. Целью подобной корректировки является получение нового расписания, которое учитывает вновь возникшие требования, интересы всех затронутых участников учебного процесса и вместе с этим как можно меньше касается расписания остальных участников.

Предлагаемая работа состоит из нескольких частей. Часть 1 содержит информацию о процессе формирования расписания учебных занятий и раскрывает основные сценарии, приводящие к необходимости его корректировки. В части 2 описываются требования, предъявляемые к расписанию, его корректировке, а также уточняется постановка задачи. В части 3 приводится описанная выше проблема представляется как задача удовлетворения ограничениям (constraint satisfaction problem), дается

описание алгоритма поиска возможных перестановок. И наконец, часть 4 содержит выводы о проделанной работе рассказывает о дальнейших направлениях развития исследования.

### **Принципы формирования расписания учебных занятий**

Расписание учебных занятий – документ, который организует порядок жизни учебного заведения. В данной работе для рассмотрения приводится порядок формирования и корректировки расписания в Российском Государственном Университете нефти и газа имени И.М. Губкина (РГУНГ).

В РГУНГ расписание составляется диспетчерским отделом перед началом каждого семестра. Для планирования будущего семестра в распоряжении диспетчеров находится информация, подаваемая кафедрами: учебные планы студенческих групп, распределение студенческих групп в потоки для обучения по отдельным дисциплинам, нагрузка преподавателей.

Следует уточнить, что здесь имеется в виду под нагрузкой и потоками.

**Нагрузка преподавателя** – информация о том, какой предмет и у какой группы ведет данный преподаватель. Нагрузка формируется перед началом нового учебного года – в апреле. Непосредственно перед началом каждого семестра – в августе и январе эта информация уточняется.

**Поток** – это группа студентов, формируемая для участия в занятиях определенного вида по определенной учебной дисциплине. Так, поток может формироваться для посещения лекций по химии или семинаров по курсу высшей математики. В поток могут входить как несколько групп (2, 3 и больше), так и одна группа, а также её часть (деление групп на подгруппы). В дальнейшем будем считать, что преподаватель проводит занятие не у студенческой группы, а у потока (при этом поток может состоять лишь из одной группы).

Помимо перечисленных данных, при составлении расписания диспетчерская располагает информацией об аудиторном фонде, а также данными о предпочтениях преподавателей. Эти предпочтения касаются времени, когда преподаватели могут или не могут проводить занятия. Кроме этого РГУНГ проводит обучение по магистерским программам. Магистранты в течение первого месяца учебы определяют, по каким предметам они будут проходить обучение.

Семестр в РГУНГ делится на недели, которые бывают четные и нечетные. Расписание четной и нечетной недель несколько различно.

Хотя расписание и составляется перед началом каждого семестра, в течение учебного периода бывает необходимо внести в него правки. Ниже перечислены возможные причины таких изменений.

1. На момент составления расписания нагрузка не была окончательно сформирована: не утверждены преподаватели на некоторые предметы. Впоследствии, при заполнении вакансий, может оказаться, что в расписании возникли «накладки» - преподаватель одновременно ведет 2 занятия.

2. В течение семестра преподаватель из-за различных жизненных обстоятельств не может вести занятия в назначенное для этого время или изначально предпочтения данного преподавателя не были рассмотрены.

3. Необходимо перенести единичное занятие из-за чрезвычайных обстоятельств (проведение занятия было сорвано из-за пожарной эвакуации, болезни или командировки преподавателя).

4. Необходимо найти преподавателя на замену заболевшего или командированного коллеги.

5. После окончания формирования учебного плана магистрантов в течение месяца учебы необходимо внести корректировки в расписание.

6. Удовлетворение пожеланий студентов.

В конечном счете выходит, что случаи, когда необходимо изменить расписание, совсем не редки. Но вместе с тем, изменение существующего расписания – процесс трудный, требующий принять во внимание занятость студенческих групп, преподавателей, аудиторий. Конечно, в некоторых случаях такая замена относительно проста, но попытка разрешить более сложные комбинаторные конфликты тратит изрядное количество времени.

### **Требования к расписанию и корректировке. Постановка задачи**

В задачах составления расписания учитывают два типа требований: жесткие, выполнение которых определяет допустимость расписания, и нежесткие – предпочтения, определяющие его качество [1].

Требования и предпочтения являются выражением интересов участников учебного процесса, поэтому далее будем рассматривать требования и предпочтения в контексте того, какой участник процесса за ними стоит [2].

### ***Жесткие требования***

#### *Преподаватели*

1. Преподаватель может присутствовать лишь на одном занятии одновременно.

#### *Аудитории*

1. В каждой аудитории в любой момент времени может находиться только один поток.

2. В любой момент времени численность групп, назначенных в любую аудиторию для проведения соответствующего занятия, не должна превышать её вместимости.

### *Студенты*

1. Физкультура для любой группы может быть назначена только на первую или последнюю пару академических часов занятий в день.

2. В любой момент времени группа может одновременно находиться на двух разных занятиях, только если это разделение на потоки-подгруппы.

3. Если на какой-то из дней назначено более двух академических часов занятий на кафедре военной подготовки, то считается, что других занятий на этот день более не может быть назначено.

### *Предпочтения*

#### *Преподаватели*

1. Желательное количество пар в день для каждого преподавателя – от двух до трех. Пять пар в день является невозможным.

2. Желательно, чтобы в расписании каждого преподавателя присутствовало как можно меньше «окон» - длительных промежутков времени между занятиями.

3. Желательно, чтобы личные предпочтения каждого преподавателя были учтены. Личные предпочтения могут задаваться в виде:

а. четких периодов времени (среда, первая пара, с 10:25 до 12:00 и т.д.) с указанием их предпочтения в нечеткой форме (желательно, нежелательно, невозможно и т.д.);

б. нечеткого указания периодов времени (утренние часы, не слишком рано, конец недели и т.д.) с указанием их предпочтения в нечеткой форме;

с. количества занятых/свободных дней в неделе.

#### *Аудитории*

1. Желательно, чтобы аудиторный фонд использовался рационально. Это значит, что по возможности не следует проводить занятия у малых групп в больших аудиториях.

#### *Студенты*

1. Желательное количество пар в день для каждой группы – от двух до трех. Пять пар в день является невозможным.

2. Желательно лекции для любой группы назначать на первую или вторую пару академических часов в день.

3. Желательно, чтобы в расписании каждой группы присутствовало как можно меньше «окон».

4. Желательно, чтобы нагрузка на каждую группу не увеличивалась к концу недели.

5. Желательно, чтобы нагрузка на каждую группу была примерно равно распределена по учебным дням [3].

Если расписание удовлетворяет всем жестким требованиям, то оно считается допустимым. Однако, возникает вопрос, каким образом оценивать качество составленного расписания. Возьмем нескольких участников учебного процесса:

- $L^*$  - некоторое множество интересующих нас преподавателей;
- $G^*$  - множество интересующих нас студенческих групп;
- $A^*$  - множество интересующих нас аудиторий.

Для того чтобы оценить качество участка расписания, связанного с этими объектами, необходимо ответить на вопрос, в какой мере этот участок расписания отвечает предпочтениям и преподавателей, и студентов, и аудиторий?

Степень удовлетворения предпочтениям будем выражать числом от 0 до 1 (0 – совсем не отвечает, 1 – полностью отвечает). Итоговый показатель качества вычисляется как комбинация показателей, насколько выполнены предпочтения преподавателей -  $\mu_L$ , студентов -  $\mu_G$  и аудиторий -  $\mu_A$ . Если не выполнено хотя бы одно из жестких требований, то степень удовлетворения данного участника считается равной 0.

Теперь необходимо рассмотреть, что представляет собой корректировка расписания, и какие ограничения накладываются на этот процесс.

### ***Корректировка***

**Корректировка (изменение) расписания** – процесс изменения существующего расписания в ответ на его нарушение или иные изменения [4].

Если внимательно рассмотреть изложенные в части 1 сценарии, приводящие к корректировке, можно заметить, что разрешение всех описанных ситуаций сводится к последовательности одних и тех же простых действий – переносов.

**Переносом** называется изменение времени проведения занятия, или изменение аудитории проведения занятия, или назначение потоку другого преподавателя (при наличии требования такой замены, например, при болезни уже назначенного преподавателя).

Переход от текущего расписания к скорректированному должен происходить за минимальное число переносов. Это означает, что как можно меньше участников будут вовлечены в процесс корректировки. Принимая во внимание все написанное в части 2, можно окончательно сформулировать стоящую перед нами задачу.

*Необходимо разработать такой алгоритм корректировки расписания, чтобы новое расписание удовлетворяло всем жестким требованиям, учитывало как можно больше предпочтений, а также было достижимо за наименьшее количество переносов.*

## Построение модели.

Для удобства моделирования примем время  $T$  дискретной величиной. Единицей времени в рамках модели будет академический час (45 минут). Стандартно одно занятие длится 2 (реже – 3) академических часа. В результате период планирования можно выразить в виде множества

$$T = \{t = (w, d, \gamma)\},$$

где  $t$  – академический час, имеющий характеристики:  $w$  – неделя (четная/нечетная),  $d$  – день и  $\gamma$  – номер академического часа.

Также введем ряд множеств, описывающих различные элементы и участников учебного процесса.

$C = \{c\}$  – (*class*) – множество учебных занятий. Учебное занятие – единица расписания.

$G = \{g\}$  – (*group*) множество всех студенческих групп.

$F = \{f\}$  – (*flow*) множество всех потоков, в которые объединяются группы для проведения занятий (см. часть 1).

$L = \{l\}$  – (*lecturer*) множество всех преподавателей.

$R = \{r\}$  – (*room*) множество всех аудиторий.

$G_f \subset G$  – множество групп, входящих в поток  $f$ .

$F_g \subset F$  – множество потоков, в которые входит группа  $g$ .

$RC = \{r_c\}$  – множество аудиторий, назначенных для проведения занятий,  $r_c$  – номер аудитории для проведения занятия  $c$ .

$FC = \{f_c\}$  – множество потоков, назначенных на занятия,  $f_c$  – номер потока, с которым проводится занятие  $c$ .

$TC = \{t_c\}$  – множество периодов времени, на которые назначены занятия, где  $t = (w, d, \gamma)$  – академический час, когда начинается занятие  $c$ .

$LC = \{l_c\}$  – множество преподавателей,  $l_c$  – номер преподавателя, который проводит занятие  $c$ .

Поставленная задача оперирует сугубо дискретными величинами, что позволяет легко описать её в терминах задач удовлетворения ограничениям (constraint satisfaction problems, CSPs). Теория CSP предлагает удобный аппарат и простую формальную схему для представления и решения комбинаторных задач. Целью CSP является нахождение значений переменных, удовлетворяющих определённым ограничениям.

Традиционно CSP представляется в виде триплета  $P = \langle V, D, C \rangle$ , где  $V = \{V_1, \dots, V_n\}$  – множество переменных,  $D = \{D_1, \dots, D_n\}$  – множество доменов (допустимых значений) соответствующих переменных,  $C = \{C_1, \dots, C_m\}$  – множество ограничений [5].

Существующую задачу можно представить в виде CSP следующим образом. Пусть существует  $L^*$  – множество преподавателей, чьи занятия надо перенести;  $G^*$  – множество групп, чьи занятия надо перенести;  $R^*$  –

множество аудиторий, в которых сейчас проводятся занятия, которые нужно перенести.

$\check{C}$  – множество занятий которые проводятся или преподавателями  $L^*$ , или с группами  $G^*$ , или в аудиториях  $A^*$ , и которым уже назначены время и место проведения.  $\check{C} = \{\check{c}_j\}, j = \overline{1, \bar{j}}$ . Время и место проведения занятия  $\check{c}_j$  определяется значением переменной  $\check{p}_j = (r, t)$  – парой аудитория/время.  $\check{P} = \{\check{p}_j\}$ . Домены  $D(\check{p}_j)$  состоят всего из одного значения – того, которое уже присвоено переменной.

$C^*$  – множество занятий, для которых нужно перенести время и(или) место проведения.  $C^* = \{c_i^*\}, i = \overline{1, \bar{i}}$ . Место и время проведения занятия  $c_i^*$  определяется значением переменной  $p_i = (r, t)$  – парой аудитория/время.  $P = \{p_i\}$ . В начале поиска переменным  $p_j$  не присвоено никакого значения. Домен  $p_i$  равен  $D(p_i) = R^* \times T = \{(r, t)\}$  – декартово произведение всех пригодных для занятия  $c_i^*$  аудиторий и академических часов в пределах периода  $T$ . Под пригодными аудиториями понимаются те аудитории, которые позволяют вместить в себя поток  $f_c$ , а также подходят для данного типа занятия (лекционные комнаты, компьютерные классы, лаборатории и т.д.).

Тогда в соответствие с формулировкой CSP имеем множество переменных  $V = \{\{\check{p}_j\}, \{p_i\}\}, j = \overline{1, \bar{j}}, i = \overline{1, \bar{i}}$ , некоторым из которых уже присвоены значения, а некоторым – нет.

Во время выполнения алгоритма переменным  $p_i$  будут присваиваться значения, входящие в состав их доменов. Множество переменных, которым таким образом уже присвоены значения –  $P^{appt} \subseteq P$ .

После того как переменной  $p_i$  присвоено значение, оно может конфликтовать со значениями некоторых переменных  $\check{p}_j \in \check{P}$  (нарушать ограничения, описанные в части 2). Множество таких переменных, со значениями которых конфликтует  $p_i \in P^{appt}$  обозначим  $P_i^{conf} = \{\check{p}_j\}$ .

Множество всех переменных, с которыми конфликтует значение хотя бы одной переменной  $p_i \in P^{appt}$  обозначим  $P^{conf} = \cup_i P_i^{conf}$ .

Кроме этого, значение переменной  $p_i$  может конфликтовать с переменными  $p_1, \dots, p_{i-1} \in P^{appt}$ . Тогда  $M_i$  – максимальный номер переменной из множества  $P^{appt}$ , конфликтующей с  $p_i$ .

Теперь перейдем непосредственно к процедуре поиска. Её суть состоит в следующем. На первом шаге строится граф ограничений, таким образом, что переменные в нем являются вершинами и соединяются между собой дугами, если имеют общее ограничение. Затем производится процедура распространения ограничений, обеспечивая вершинную и дуговую совместность [6]: отбрасываются заведомо неперспективные

значения доменов. Затем строится дерево решений, где каждый ярус дерева – присвоение значения одной переменной. В данном случае верхние ярусы дерева – это переменные  $\check{p}_j \in \check{P}$ , нижние ярусы –  $p_i \in P$ . Решение ищется с применением метода динамического поиска с возвратами (dynamic backtracking) [7,8]. В этом случае, при обнаружении конфликта на уровне переменной  $p_i$  не происходит возврата на уровень  $p_{i-1}$ , как во время обычного или интеллектуального поиска с возвратами (рис. 1).

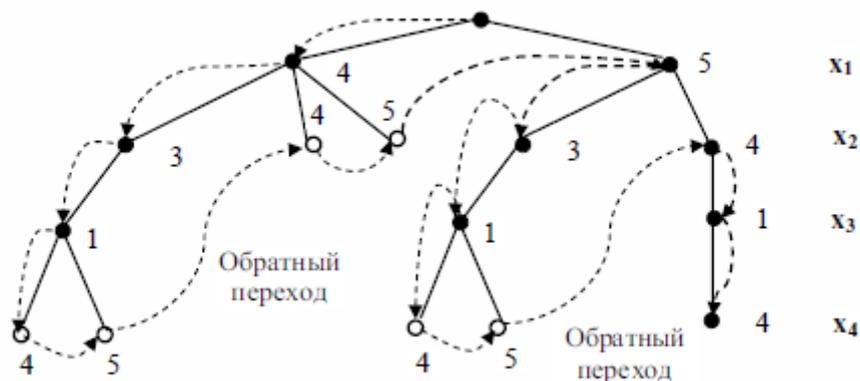


Рисунок 8. Дерево решений поиска с возвратами

Вместо этого значение переменной  $p_i$  фиксируется, а переменная  $p_{i-1}$  перемещается более низкий уровень, становится переменной  $p_{i+1}$  с еще не присвоенным значением. Буквально это можно представить, как поиск ответа на вопрос: как можно передвинуть время и место проведения занятия  $p_{i-1}$ , чтобы можно было разместить занятие  $p_i$  на выбранном месте.

Кроме этого, представляется целесообразным ограничить количество дополнительных перестановок некоторым пределом, чтобы попытка перенести одно занятие не приводила к дополнительной перестановке расписания всей кафедры.

Ниже представлено полное описание пошагового алгоритма.

1. Назначаем  $i = 1$ ,  $M_i = 0$ ,  $P^{conf} = \emptyset$ ,  $k = |P^{conf}| = 0$ , максимальное количество дополнительных перестановок –  $\bar{k}$
2. Если домен  $D(p_i)$  содержит непроверенные значения, то назначаем переменной  $p_i$  очередное непроверенное значение из домена, затем шаг 3. Иначе – шаг 14.
3. Если такое назначение вызывает конфликт с какими-либо переменными из множества  $P^{appt}$ , то шаг 4, иначе – шаг 6.
4. Если  $i > \bar{i}$  (т.е.  $p_i \in P^{conf}$ ), то шаг 2, иначе – шаг 5.

5. Находим  $M_i^*$  – номер последней по счету переменной, значение которое вошло в конфликт с  $p_i$ , Если  $M_i^* > M_i$ , назначаем  $M_i = M_i^*$ . Затем шаг 2.

6. Если  $i > \bar{i}$  (т.е.  $p_i \in P^{conf}$ ), то шаг 7. Иначе – шаг 8.

7. Если такое назначение  $p_i$  вызывает конфликт с какими-либо переменными из множества  $P^{conf}$ , то шаг 2. Иначе – шаг 8.

8. Если такое назначение  $p_i$  вызывает конфликт с какими-либо переменными из множества  $\ddot{P}$ , то шаг 9, иначе – шаг 12.

9. Если  $|P_i^{conf}| + k \leq \bar{k}$ , то шаг 10, иначе – шаг 2.

10. По очереди добавляем  $\ddot{p}_j \in \ddot{P}$  в конец  $P$ , назначая им новые индексы  $i > \bar{i}$ . Удаляем  $\ddot{p}_j \in \ddot{P}$  из  $\ddot{P}$ , рассчитываем их домены, добавляем, если необходимо, новые элементы в  $L^*, G^*, R^*$ .

11.  $i = i + 1$ , затем шаг 2.

12. Если  $i = |P|$ , то шаг 13, иначе – шаг 11.

13. Считаем качество расписания –  $\mu$ , запоминаем  $\mu, P$ , количество совершенных перестановок. Затем шаг 2.

14. Если  $i > \bar{i}$  (т.е. переменная принадлежит к уровню конфликтов), то шаг 15, иначе – шаг 17

15. Переносим  $p_i$  из  $P$  в  $\ddot{P}$ , восстанавливаем его первоначальное значение.

16.  $i = i - 1$ , затем шаг 2.

17. Если  $i > 1$ , то шаг 18, иначе – остановка поиска, вывод всех найденных решений.

18. Обозначить все значения домена  $D(p_i)$  как не просмотренные,  $M_i = 0$ , затем шаг 16.

Данный алгоритм находит все возможные решения, если они существуют и достижимы за  $\bar{k}$  дополнительных перестановок. По окончании поиска имеется множество допустимых расписаний с характеристиками: сколько шагов требуется для перехода к такому расписанию и насколько это расписание отвечает требованиям и предпочтениям участников учебного процесса. Выбор конечного решения остается за человеком.

Возможность перебора всех возможных значений достигается за счет того, что происходит лишь частичное, а не полное формирование расписания. В этом случае число переменных, равно как и число их возможных значений, является сравнительно небольшим.

Следует упомянуть, что алгоритм использует некоторые другие данные и эвристики, применяемые для управления перебором: формат статьи не позволяет подробно описать их все.

## **Выводы**

В предложенной работе была рассмотрена проблема корректировки расписания в контексте изменения расписания учебных занятий. Были затронуты причины возникновения потребности в корректировке, а также сложности, связанные с этим процессом.

Также в статье был приведен пример алгоритма для решения озвученной проблемы. На данный момент он проходит стадию проверки: качество работы алгоритма тестируется на расписании кафедры Автоматизированных систем управления.

Дальнейшим направлением развития данного исследования является создание полноценной системы, позволяющей всем участникам процесса при возникновении необходимости корректировки расписания, просматривать возможные варианты, обсуждать их с коллегами, и при достижении соглашения вносить правки в информационную систему учебного процесса.

## **Литература**

1. Безгинов, Трегубов. Комплекс алгоритмов построения расписания вуза. Часть 1. Система оценки // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта, Vol. 5, 2011. pp. 127-135.
2. Van Essen, Hurink. Decision support system for the operating room // Health Care Management Science, Vol. 15, No. 4, 2012. pp. 355-372.
3. Степин Ю.П. Исследование и разработка методов решения многокритериальных задач теории расписаний в АСУ организационного типа. 1976.
4. Vieira, Herrmann, Lin. Rescheduling manufacturing systems: a framework of strategies, policies and methods // Journal of Scheduling, Vol. 6, 2003. pp. 39-62.
5. Щербина О.А. Удовлетворение ограничений и программирование в ограничениях // Интеллектуальные системы, Vol. 15, 2011. pp. 53-170.
6. Jusien, Debruyne, Boizumault. Maintaining arc-consistency within dynamic backtracking // Principles and Practice of Constraint Programming – CP 2000. Singapore. 2000. pp. 249-261.
7. Ruttkay S. Constraint satisfaction a survey // CWI Quarterly, Vol. 11, 1998. pp. 163-214.
8. Ginsberg M.L. Dynamic Backtracking // Journal of Artificial Intelligence Research, Vol. 1, 1993. pp. 25-46.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К НЕПРЕРЫВНОМУ  
АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ МОНИТОРИНГУ ТЕХНИЧЕСКОГО  
СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ  
(INTEGRATED APPROACH TO CONTINUOUS AUTOMATED  
MONITORING THE TECHNICAL CONDITION OF MAIN OIL  
PIPELINES)**

Федоренко А.А.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Шибнев А.В.)

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Обеспечение целостности магистральных нефтепроводов (МН) в условиях воздействия опасных природных и техногенных процессов является одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед организациями, эксплуатирующими МН, пролегающие в сложных инженерно-геологических условиях.

Основной причиной перехода таких магистральных нефтепроводов в предельное состояние является развитие в локальных зонах труб значительных пластических деформаций, обусловленных повышенным уровнем действующих напряжений.

Очевидно, что контроль напряженного состояния и, при необходимости, реализация мероприятий по снижению уровня действующих напряжений позволит в значительной степени снизить вероятность развития аварийных ситуаций.

Однако осуществление своевременных компенсирующих мероприятий при возникновении риска аварийной ситуации возможно только при наличии актуальных данных о техническом состоянии МН и динамике его изменения во времени.

Развитие средств технической диагностики, отмечаемое в последние десятилетия, к настоящему моменту позволило осуществлять не только периодический контроль основных параметров технического состояния трубопроводов, но и их непрерывный мониторинг на протяжении всего срока эксплуатации.

К сожалению, до сих пор не были разработаны нормативные документы федерального уровня, устанавливающие требования к построению систем непрерывного мониторинга технического состояния трубопроводов, что привело к существованию множества систем, построенных на основе различных подходов.

Нельзя не отметить, что отсутствует не только стандарт с техническими требованиями для систем мониторинга, но и общепризнанная классификация таких систем, что во многом затрудняет выбор оптимальных при проектировании МН.

Проведенный анализ технических характеристик существующих систем показал, что целесообразным является разделение систем мониторинга на виды по применяемому подходу к их построению.

Широкое распространение получило применение следующих подходов:

- 1) построение систем, основанных на оценке состояния внешней (по отношению к трубопроводу) среды и отслеживании его изменения в процессе эксплуатации трубопровода;
- 2) построение систем, основанных на прямой оценке параметров, характеризующих техническое состояние трубопровода (деформации в отдельных точках, перемещения, температура и т.п.).

Системы мониторинга, построенные с применением первого подхода, как правило, базируются на средствах измерения показателей состояния окружающего трубопровода грунта, его смещений в процессе эксплуатации, температуры и т.п.

Оценка технического состояния с применением данных систем осуществляется по следующему алгоритму:

- 1) Определение (прямое или косвенное измерение) характеристик и/или их изменения во времени окружающей трубопровод среды;
- 2) Расчет нагрузок и воздействий на трубопровод на основании полученных данных о характеристиках окружающей трубопровод среды с использованием выбранных математических моделей сред;
- 3) Расчет на прочность трубопровода, подверженного нагрузкам и воздействиям, определенным на предыдущем этапе;
- 4) Оценка технического состояния трубопровода на основании результатов расчета.

Существенным недостатком данного метода является значительная гетерогенность грунта, окружающего трубопровод: свойства грунта, измеренные в одной точке (сечении трубопровода, одном шурфе и т.п.) не всегда могут с адекватной достоверностью характеризовать свойства грунтового массива, окружающего трубопровод. Кроме того, математические модели, позволяющие оценить, как изменение состояния окружающей среды изменяет нагрузки и воздействия на трубопровод, имеют множество недостатков (низкая сходимость, сложность моделей и т.п.).

Системы, основанные на прямом определении параметров, характеризующих техническое состояние трубопровода (деформации в отдельных точках, перемещения, температура и т.п.), как правило,

используют один из представленных алгоритмов оценки технического состояния:

#### 1. Метод контроля «наихудшего» поперечного сечения

При создании систем, использующих данный алгоритм, на стадии проектирования определяются потенциально опасные участки трубопровода, на которых определяются наиболее нагруженные сечения, в этих сечениях и устанавливаются средства измерения.

Недостатком данных систем является прямая зависимость от точности исходных данных и методов проектирования – при неверном определении потенциально опасных участков возможен такой случай, когда опасный геологический процесс протекает не на определенном участке, а в непосредственной близости от него.

#### 2. Метод контроля протяженных участков трубопровода

Для построения таких систем в настоящее время используются протяженные волоконно-оптические датчики деформации, однако их применение имеет существенные недостатки (монтаж системы приводит к значительной задержке окончания всего комплекса строительно-монтажных работ, обрыв одного канала приводит к невозможности оценки деформаций на всей протяженности участка трубопровода после места обрыва, невысокая точность измерения деформации и т.п.)

Нельзя не отметить, что возможна реализация данного алгоритма в системах мониторинга, основанных на оценке состояния отдельных поперечных сечений.

В таком случае необходимо устанавливать средства измерения деформаций в сечениях таким образом, чтобы изменение технического состояния участка трубопровода между контролируемыми сечениями вызывало измеримое изменение параметров их технического состояния.

Как видно, ни один из существующих подходов и алгоритмов не лишен определенных недостатков.

Для их устранения перспективным видится комплексный подход, сущность которого состоит в построении многоуровневой системы мониторинга, включающей, как минимум, следующие уровни:

- 1) Оценка изменения условий силового взаимодействия трубопровода с окружающей средой (оценка изменения свойств грунтового массива либо изменения характеристик опорных конструкций);
- 2) Измерение фактических характеристик деформации участка МН (на базе протяженных датчиков деформации);
- 3) Измерение фактических характеристик напряженно-деформированного состояния.

Нельзя не отметить недостаток данного подхода – высокую стоимость данных систем. Однако избежать данного недостатка позволяет применение принципа, аналогичному примененному авторами методики

расчета на прочность трубопроводов по предельному состоянию: необходимо не оценивать и не учитывать те нагрузки и воздействия, которые не влияют на возможность перехода трубопровода из работоспособного состояния в предельное.

Для обоснования целесообразности применения данного подхода рассмотрим участок МН, изменивший свое проектное положение вследствие просадки грунта (рисунок 1).

Жесткое защемление трубопровода на границах участка принято в соответствии с результатами экспериментальных исследований А.Г. Камерштейна [1].

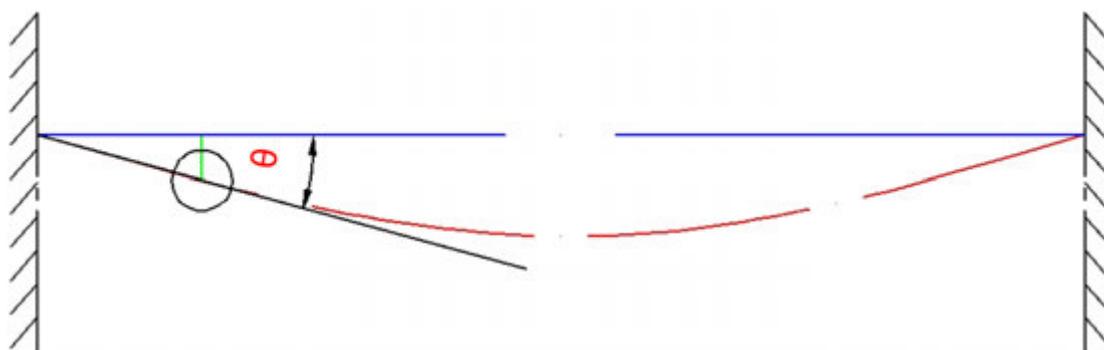


Рисунок 1 – Расчетная схема участка нефтепровода в грунте

Предположим, что на определенном расстоянии от жесткой заделки на трубопроводе установлен точечный датчик, измеряющий деформацию внешней поверхности стенки трубы на отрезке, лежащем в плоскости чертежа.

Угол касательной к кривой оси трубопровода, проведенной в сечении трубы, где установлен датчик, обозначим за  $\theta$ . Рассмотрим элементарный участок трубопровода (рисунок 2 а) с радиусом  $R$  шириной  $dx$ . В пределах выбранного участка выделим отрезок на нейтральной оси  $cd$  и отстоящий от него на расстоянии  $y$  участок  $ab$ . При изгибе трубопровода отрезок нейтрального сечения  $cd$  преобразуется в дугу окружности  $c_1d_1$  длиной  $L_1$  с центральным углом  $d\varphi$ , радиусом  $\rho$ , а отрезок  $ab$  станет дугой  $a_1b_1$  длиной  $L_i$  с тем же центральным углом, радиусом  $(\rho+y)$  (рисунок 2 б).

Применим при оценке деформированного состояния рассматриваемого участка трубопровода допущение о справедливости гипотезы плоских сечений, согласно которой нейтральная линия не меняет свою длину, а сечения, параллельные нейтральному сечению, остаются параллельными при деформировании.

По формуле длины дуги окружности, выразим длины отрезков  $c_1d_1$  и  $a_1b_1$  (формулы 1-2):

$$cd = c_1d_1 = L_1 = \rho \cdot d\varphi, \quad (1)$$

$$a_1 b_1 = L_i = (\rho + y) \cdot d\varphi = \rho \cdot d\varphi + y \cdot d\varphi = L_1 + y \cdot d\varphi. \quad (2)$$

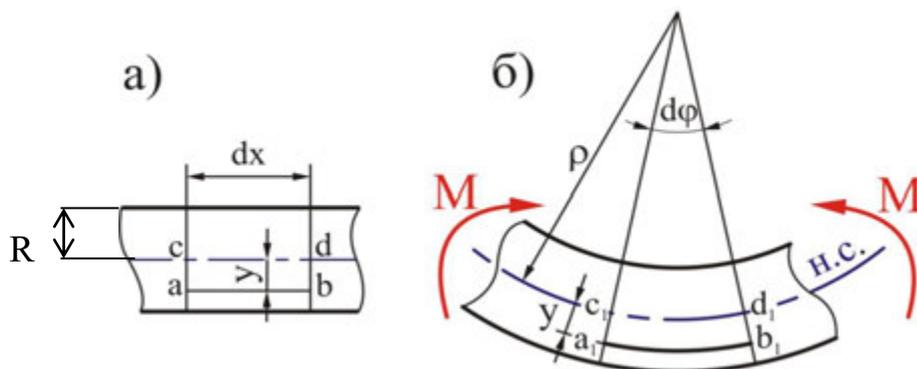


Рисунок 2 - а) участок недеформированной балки;  
б) деформированный участок балки

Углы  $d\varphi$  и  $\theta$  равны, так как являются углами между взаимно перпендикулярными прямыми.

Из определения производной тангенс угла наклона касательной будет равен:

$$\operatorname{tg}\theta = y'(x), \quad (3)$$

где  $y(x)$ -функция, описывающая форму оси искривленного трубопровода,

$x$  – координата по оси, перпендикулярной прогибу балки, [м].

В силу малости угла  $\theta$ , можно принять

$$\theta = y'. \quad (4)$$

Исходя из формул (1-4), выразим наибольшее  $L_{2max}$  и наименьшее  $L_{2min}$  изменение длины сжимаемых и растягиваемых участков на поверхности деформированного трубопровода:

$$L_{2max} = L_1 + R \cdot y', \quad (5)$$

$$L_{2min} = L_1 - R \cdot y'. \quad (6)$$

Для определения формы оси подземного трубопровода применим модели балки постоянного сечения на упругом основании, согласно которой величина реакции грунта прямо пропорциональна величине просадки

$$r(x) = -k \cdot y(x), \quad (7)$$

где  $r(x)$  – реакция основания на единицу длины балки, [Н/м];

$y(x)$  – зависимость величины прогиба от координаты  $x$ , [м].

Уравнение балки на упругом основании имеет вид

$$E \cdot J_z \cdot \frac{d^4 y(x)}{dx^4} + k \cdot y(x) = q(x), \quad (8)$$

где  $E$  – модуль упругости материала трубопровода, [Па];

$J_z$  – момент инерции поперечного сечения балки, [м<sup>4</sup>];

$q(x)$  – приложенная к трубопроводу распределенная нагрузка, [Н/м];

$k$  – сопротивление упругого основания, определяемое как:

$$k = k_1 \cdot b, \quad (9)$$

где  $k_1$  – коэффициент постели, [Па/м];

$b$  – ширина подошвы балки (для трубопровода принимается равной диаметру), [м].

При решении этого уравнения вводится следующее обозначение

$$\beta = \sqrt[4]{\frac{k}{4 \cdot E \cdot J_z}}. \quad (10)$$

Величину  $\beta$  принято называть коэффициентом жесткости основания.

На рисунке 3 показано наглядное представление выбранной математической модели. При этом расстояние от заделки до места установки датчика обозначим как  $x_0$ .

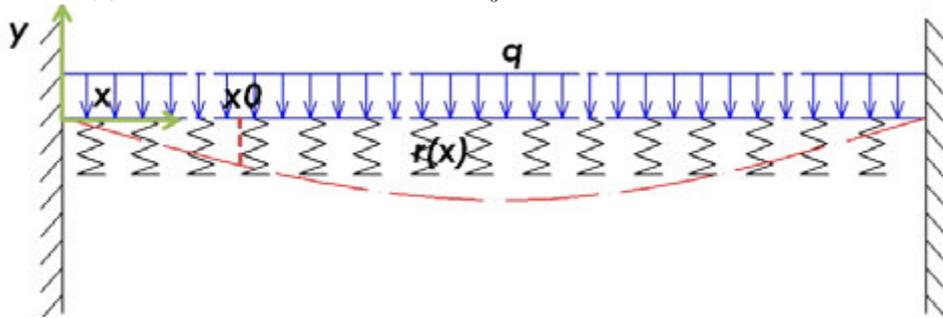


Рисунок 3 – Модель участка трубопровода на упругом основании

Согласно выбранной расчетной модели можно записать следующие граничные условия:

$$y(0) = 0; \quad (11)$$

$$\theta(0) = \frac{dy(0)}{dx} = 0; \quad (12)$$

$$y(l) = 0; \quad (13)$$

$$\theta(l) = \frac{dy(l)}{dx} = 0. \quad (14)$$

Решение уравнения (8) при граничных условиях (11-14) возможно методом А.Н Крылова [2]. Для этого запишем следующие функции:

$$Y_1(\beta \cdot x) = ch(\beta \cdot x) \cdot \cos(\beta \cdot x); \quad (15)$$

$$Y_2(\beta \cdot x) = \frac{1}{2 \cdot \beta} [ch(\beta \cdot x) \cdot \sin(\beta \cdot x) + sh(\beta \cdot x) \cdot \cos(\beta \cdot x)]; \quad (16)$$

$$Y_3(\beta \cdot x) = \frac{1}{2 \cdot \beta^2} \cdot sh(\beta \cdot x) \cdot \sin(\beta \cdot x); \quad (17)$$

$$Y_4(\beta \cdot x) = \frac{1}{2 \cdot \beta} [ch(\beta \cdot x) \cdot \sin(\beta \cdot x) - sh(\beta \cdot x) \cdot \cos(\beta \cdot x)]. \quad (18)$$

Эти функции обладают следующими свойствами:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dY_1(\beta \cdot x)}{d(\beta \cdot x)} = -4 \cdot Y_4(\beta \cdot x); \\ \frac{dY_2(\beta \cdot x)}{d(\beta \cdot x)} = Y_1(\beta \cdot x); \\ \frac{dY_3(\beta \cdot x)}{d(\beta \cdot x)} = Y_2(\beta \cdot x); \\ \frac{dY_4(\beta \cdot x)}{d(\beta \cdot x)} = Y_3(\beta \cdot x). \end{array} \right. \quad (19)$$

Начальные значения функций Крылова и их производных – единичная матрица имеют следующий вид:

$$\begin{array}{ccccc} Y_k(0) & Y'_k(0) & Y''_k(0) & Y'''_k(0) & \\ Y_1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ Y_2 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ Y_3 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ Y_4 & 0 & 0 & 0 & 1. \end{array} \quad (20)$$

Общее решение уравнения (8) имеет вид [2]

$$y(x) = y(0) \cdot Y_1(\beta \cdot x) + y'(0) \cdot Y_2(\beta \cdot x) + y''(0) \cdot Y_3(\beta \cdot x) + y'''(0) \cdot Y_4(\beta \cdot x) + y^* \quad (21)$$

Если принять  $x = 0$  и воспользоваться свойством (20), получим:

$$\begin{cases} y(0) = y_0; \\ y'(0) = \varphi_0; \\ y''(0) = -\frac{M_0}{E \cdot I_z}; \\ y'''(0) = -\frac{Q_0}{E \cdot I_z}. \end{cases} \quad (22)$$

Подставив в (21) граничные условия (11-14), и проведя преобразования по методике, изложенной в [2], учитывая, что угол наклона сечения при малой величине прогиба есть первая производная от функции прогиба получим:

$$\theta(x) = -\frac{M_0}{E \cdot J_z} \cdot Y_2(\beta \cdot x) - \frac{Q_0}{E \cdot J_z} \cdot Y_3(\beta \cdot x) + \frac{q}{4 \cdot E \cdot J_z} \cdot Y_4(\beta \cdot x). \quad (23)$$

При переменной длине пролета  $l$  трубопровода начальные параметры – момент и поперечная сила являются функциями от распределенной нагрузки и длины участка:  $M_0 = f(q, l)$  и  $Q_0 = f(q, l)$ .

Исходя из чего величина базы тензодатчика после деформации будет определяться следующим выражением

$$L_{2\max/\min}(x_0) = L_1 \pm R \cdot \left( \frac{M_0(q, l)}{E \cdot J_z} \cdot Y_2(\beta \cdot x_0) - \frac{Q_0(q, l)}{E \cdot J_z} \cdot Y_3(\beta \cdot x_0) + \frac{q}{4 \cdot E \cdot J_z} \cdot Y_4(\beta \cdot x_0) \right). \quad (24)$$

Рассмотрев вид выражения (24), можно сделать вывод о том, что величина  $L_2$  является функцией многих переменных:

$$L_2 = f(x_0, q, l). \quad (25)$$

Как видно из (24) и (25) изменение базы точечного датчика деформации, установленного в сечении трубопровода может быть вызвано изменением каждого из независимых аргументов.

Таким образом, решение обратной задачи – определения причин деформации сечения трубопровода может иметь одно решение при известных значениях двух из трех независимых параметров.

Стоит отметить, существующая разрешающая способность протяженных волоконно-оптических датчиков позволяет с высокой точностью определить величину  $l$  осуществить последующее вычисление  $x_0$ .

Таким образом, совместное применение протяженных и точечных датчиков деформации в системах непрерывного автоматизированного мониторинга позволяет найти единственное решение рассмотренной

обратной задачи, и, как следствие, является оптимальным при построении данных систем

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Разработка и внедрение систем непрерывного мониторинга магистральных нефтепроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях, является эффективным методом обеспечения их целостности в процессе эксплуатации.

2. Оптимальным является применение комплексных систем мониторинга, основанных на измерении не только параметров окружающей трубопровод среды, но и на прямом измерении параметров, характеризующих техническое состояние трубопровода.

3. При построении систем мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях, целесообразно совместное использование протяженных и точечных датчиков деформации.

### Литература

1. Камерштейн А.Г. Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности.—М.: Из-во лит-ры, 1966.
2. Крылов А.Н. О расчете балок, лежащих на упругом основании.—Ленинград.:Изд-во Академии наук СССР, 1931.

# STUDY ON COLD INSULATION SYSTEM OF LARGE FULL CONTAINMENT LNG STORAGE TANKS AND ITS PERFORMANCE

Hua Xiang<sup>1,2</sup>, Sisang Yang<sup>3</sup>, Shuai Wang<sup>1,2</sup>

(1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China 2. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow 119991; 3. Sinopec Management Institute Beijing

100000) (Supported by China Scholarship Council)

Supervisor Prof. Nikitin B.A., Prof. Aliyev Z.S.

*Abstract:* With LNG storage becoming bigger, the requirements on safety become higher, large full containment storage tanks have been widely used. LNG generally needs to be stored at or below the boiling point for a long time, so the LNG storage tank shall be equipped with a satisfactory cold insulation system having good performance, which not only can guard against the leakage of outer heat causing gasification of LNG and more energy consumption, but also reduce the evaporation of LNG and ensure the safety of storage tank. In the light of strict requirements for cold insulation of large full containment LNG storage tank, complicated structural design, difficult cross construction, etc., the paper presents main cold insulation materials and their performance for each part of LNG storage tank as well as construction procedures and installation methods for cold insulation system referenced, and analyzes the important considerations during the process of both design and construction.

Based on the overall structural features of large LNG storage tanks, the paper analyzes the quantity of heat leakage respectively at the bottom, wall and top of the storage tank, and puts forward a computing method for both the quantity of heat leakage and the daily static evaporation rate of large full containment LNG storage tank. From the analysis of main factors affecting the evaporation rate of LNG storage tanks, the paper finds "the best diameter" and "the optimal filling rate" relevant to the LNG storage tank. Through raising the thickness of cold insulation layer, adopting the cold insulation material of small coefficient of thermal conductivity, and filling the LNG storage tank with nitrogen, etc., the daily evaporation rate of storage tank can be lowered, and in this way a basis can be provided for the design of cold insulation system for LNG storage tank.

**Keywords:** LNG; large full containment storage tank; cold insulation materials; cold insulation installation; quantity of heat leakage; daily evaporation rate; cold insulation design

LNG is the liquid of natural gas, and contains a great deal of cryogenic energy. At normal temperature, the volume of LNG is approximately 1/625 of the gaseous volume under normal conditions<sup>[1-4]</sup>. Due to a small quantity of harmful substances in the emissions of combustion, the natural gas is known as the clean energy<sup>[5-6]</sup>, and widely used for generation of electric power and serves as the urban civil fuel gas and industrial gas<sup>[7-8]</sup>, which not only optimizes the

structure of energy consumption and improves the air environment, but also contributes to the harmonious development between economy and environment.

LNG is stored by either storage tanks or rock cavity, and mostly by storage tanks. At present, most of LNG storage tanks in the world are placed on the earth surface. With LNG storage becomes bigger and bigger and the requirements on safety become higher and higher, large full containment storage tanks have been widely used<sup>[9-12]</sup>, and in China the LNG receiving stations all adopt the full containment storage tanks<sup>[13-15]</sup>. LNG generally needs to be stored at or below the boiling point for a long time, so the LNG storage tank shall be equipped with a satisfactory cold insulation system having good performance, which not only can guard against the inleakage of outer heat causing gasification of LNG and more energy consumption, but also reduce the evaporation capacity of LNG and ensure the safety of storage tank.

### 1. Cold Insulation System of LNG Storage Tank

The cold insulation system of large full-containment LNG storage tank is composed of tank bottom cold-insulation layer, tank wall cold-insulation layer and tank-top cold-insulation layer (Fig. 1). The selection of the cold insulation materials for each part is dependent on the liquid storage capacity, storage tank type, and evaporation rate, etc. In general, the cold insulation material shall have a good resistance to water and moisture absorption, water vapor permeation and fire retardation, and own a small coefficient of thermal conductivity, stable chemical properties, and high mechanical strength and others. The construction process of cold insulation materials features complicated structural design, difficult cross construction, high risk, and rigorous installation standard, etc., so it is necessary to strictly control the construction procedures and installation methods.

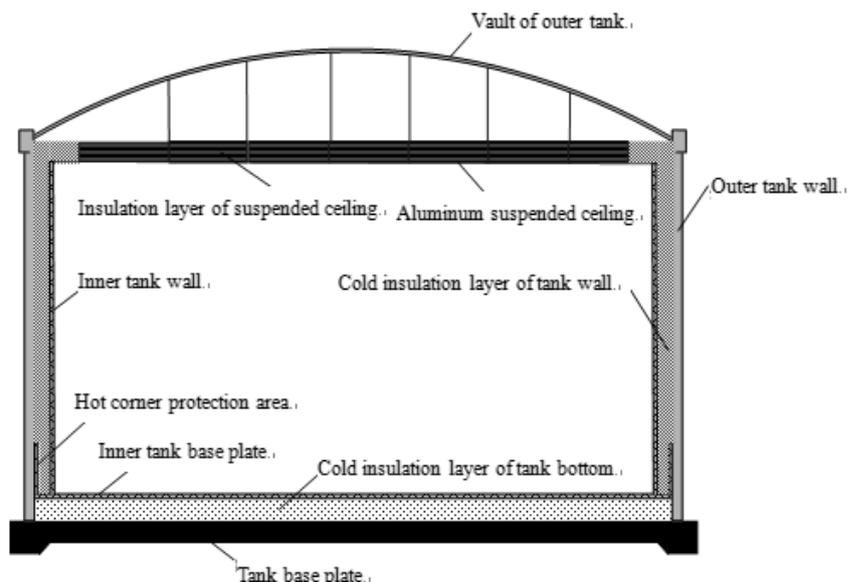


Fig.1 The structure of Large-sized LNG full containment storage tank

### 1.1 Tank-bottom cold-insulation system

The cold insulation of tank bottom consists of 3 parts: tank-bottom central area cold insulation, marginal area cold insulation, and corner area cold insulation. The tank bottom bears the stored liquid, and therefore both the heat transfer coefficient and the compressive strength of materials shall be considered. The cold insulation material of tank bottom shall adopt foam glass bricks, and the cold insulation layer below the inner tank wall shall adopt high-strength foam glass bricks and additionally equipped with a high-strength perlite concrete or concrete circular wall. The rest of the tank bottom shall adopt ordinary-strength foam glass bricks. Main properties (Table 1) of cold insulation materials of tank bottom.

Table1 The main performance of insulation materials in the bottom of the tank

| Name of Material         | density kg/m <sup>3</sup> | Mean value of thermal conductivity coefficient W/(m•K) | Mean value of compressive strength Mpa |
|--------------------------|---------------------------|--|--|
| HLB800 foam glass brick  | 120                       | 0.043  | 0.8                                    |
| HLB1200 foam glass brick | 140                       | 0.046  | 1.2                                    |
| HLB1600 foam glass brick | 160                       | 0.048  | 0.55                                   |
| felt pad                 | 3.9                       |  |  |
| perlite concrete         | 500~1032                  | 0.185  | 5                                      |
| glass fibre felt         | 11~16                     | 0.038  | $2.1 \times 10^{-4}$                   |

The construction process of tank-bottom cold insulation layer involves the construction of both inner tank and civil engineering, so the installation of tank-bottom cold insulation layer adopts the layered cross reverse construction method, that is to say, start laying in the relative direction of the reserved door of ring wall plate of tank bottom (see Fig. 2). The laying of foam glass bricks adopts the form of staggered arrangement of layers and joints, and the minimum spacing between the staggered joints is 100mm. Any two bricks are connected with each other by butt joint, and the clearance in between bricks cannot exceed 2mm. In order to optimize the compressive strength of single foam glass brick and reduce the possibility of breaking the bricks during operation, an asphalt felt cushion layer is set between the foam glass layers. Each layer of materials shall be laid in order, the flatness of each layer within any 2m shall be within  $\pm 3$ mm.

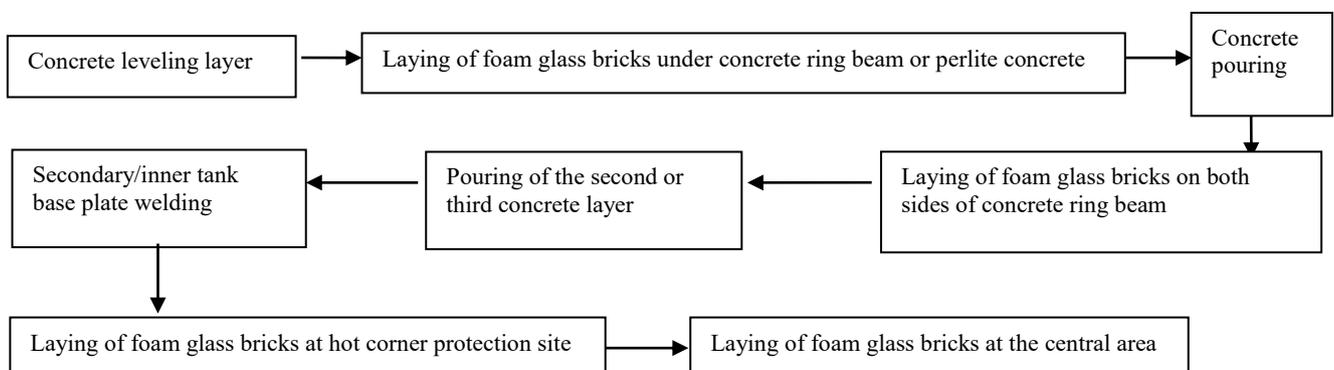


Fig.2 the construction sequences of the insulation materials in the bottom of the tank

## 1.2 Cold insulation system of tank wall

The cold insulation layer of sidewall of storage tank, namely the cold insulation of annular space between the inner tank wall and the outer tank wall, is composed of resilient felt and expanded perlite, etc. (see Table 2). In order to prevent the inner and outer tanks from shrinkage or expansion due to temperature variation and avoid the loss of the upper cold insulation materials as a result of the sinking of expanded perlite, a layer of resilient felt shall be installed around the whole outer wall of inner tank, thus offsetting the displacement clearance of tank body. In addition, the leakage of LNG storage tank may affect the outer tank, so the hot corner protection system and a polyurethane foam coating shall be applied on the inner surface of concrete wall to ensure the airtightness of storage tank.

During the construction process of cold insulation layer of tank wall, the resilient felt closely clings to the inner tank wall and is suspended at the outside of inner tank wall through the connecting parts on the top of tank wall, and is fixed to the tank wall by means of the heat insulating nail on the surface of tank wall. In order to prevent the perlite from causing a friction to the outermost layer of resilient felt and invalidating it during the process of filling and the subsequent deposition, the resilient felt closely sticking to the expanded perlite may be protected with aluminum foil protective layer or high-strength glass fibre cloth. After going out of the on-site expansion device, the expanded perlite enters the annular space through the filling pipe and hose, and falls down to the filling area under the gravity and naturally forms the perlite cylindrical pile. Once the filling in the whole annular space reaches a certain thickness, the filling of each pipe orifice will stop filling and compaction of expanded perlite just filled will begin. After the completion of compaction, the filling starts once again until it reaches the designated height.

Table2 The main performance of insulation materials in the shell of the tank

| Name of Material               | density kg/m <sup>3</sup> | Thermal conductivity coefficient W/(m•K) | Others  |
|--------------------------------|---------------------------|--|---|
| expanded perlite               | 70 to 250                 | 0.028 to 0.038                           | Water absorption rate is 29% to 30%   |
| resilient glass fibre felt     | 16                        | 0.04                                     | tensile strength ≥15KPa   |
| Polyurethane foaming materials | 30 to 60                  | 0.019 to 0.029                           | The water absorption rate is about 1.5% and the tensile strength is not less than 0.2MPa. |

## 1.3 Cold insulation of tank top

The top of inner tank adopts the suspended rock wool cold insulation layer which separates the inner space of tank from the tank top and thus reduces the convection in between and lowers the exchange capacity of vapor. Generally, the glass fibre felt is laid on the aluminum suspended ceiling, and fixed to the suspended ceiling through stainless steel wire. The glass felt with aluminum foil is laid on the uppermost layer, and the joints shall stagger the glass fibre felt and

be bonded with aluminum foil.

The cold insulation of connection pipe adopts the casing pipe structure with the materials including glass fibre felt, glass fibre cloth, polyisocyanurate foam, and polyurethane foam, etc. For the purpose of cold insulation, the resilient glass fibre felt may be filled between the cold pipe and the casing pipe.

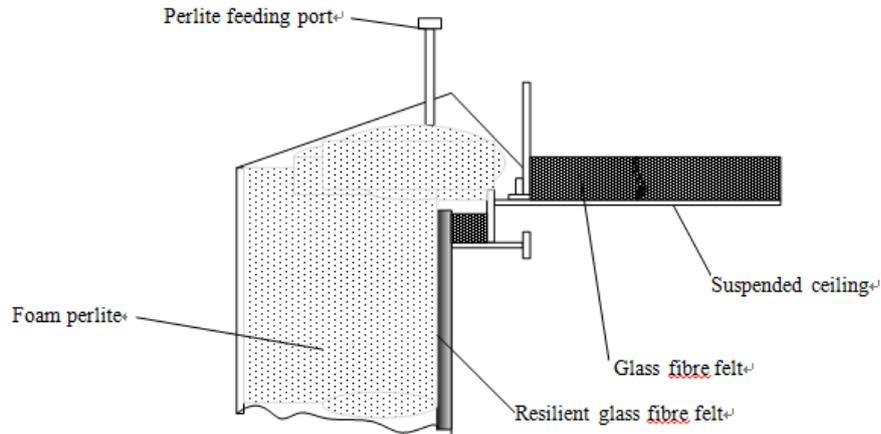


Fig.3 The insulation structure of the shell and the roof ceiling

## 2. Computing of cold insulation performance of large LNG storage tank<sup>[19-22]</sup>

Large LNG full-containment storage tank mostly consists of prestressed reinforced concrete outer tank, hot corner protection system, inner tank, annular cold insulation system between the inner and outer tanks, and technical instruments, etc. Main types of heat leakage of storage tank include heat conduction, natural convection and heat radiation. The quantity of heat leakage is computed respectively from the tank bottom, wall and top in accordance with the whole structure of storage tank.

### 2.1. Computing of heat leakage quantity of tank bottom

The heat leakage of tank bottom mostly results from the heat of ambient air which is transferred to the LNG of storage tank in the form of heat conduction through the tank base plate, cold insulation materials and other layers at the tank bottom. If the layers are in good contact with each other without additional thermal resistance and belong to one-dimensional steady heat conduction, the computing formula of heat leakage quantity of the tank bottom is as follows:

$$\Phi_1 = \frac{A_1(T_1 - T_2)}{\sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i}} \quad (1)$$

Where,  $T_1$  refers to the outer surface temperature of tank bottom, K;  $T_2$  is the LNG temperature in the tank, K;  $A_1$  is the area of tank bottom,  $m^2$ ;  $\Phi_1$  refers to the heat leakage quantity of tank bottom, W;  $\lambda_i$  is the coefficient of thermal conductivity of each layer of tank bottom including cold insulation material layer, W/(m·K);  $\delta_i$  is the thickness of each layer of tank bottom including cold insulation layer, there are n layers in all, m.

## 2.2. Computing of heat leakage quantity of tank wall

The types of heat transfer of tank wall include natural convection in the large space and heat conduction. The heat in the air surrounding the tank wall is transferred to the LNG in the tank through the tank wall and the cold insulation layers of tank wall. If the layers are in good contact with each other without additional thermal resistance, the computing formula of heat leakage quantity of the tank bottom is as follows:

$$\Phi_2 = \frac{2\pi\ell(T_3 - T_2)}{\frac{1}{hd_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\ln \frac{d_{i+1}}{d_i}}{\lambda_{i2}}} \quad (2)$$

Where,  $\ell$  refers to the height of outer tank, m;  $T_3$  is the outer surface temperature of tank wall, k;  $h$  is the coefficient of convective heat transfer between the tank outer wall and the ambient air,  $w/(m^2 \cdot K)$ ;  $\lambda_{i2}$  refers to the coefficient of thermal conduction of each cold insulation material in the annular space between the outer tank wall concrete and the inner and outer tanks,  $W/(m \cdot K)$ ;  $d_1$  and  $d_i$  respectively refer to the diameter of outer tank and the diameter of each cold insulation layer in the annular space, m;  $\Phi_2$  is the quantity of heat leakage of tank wall, w.

## 2.3. Computing of heat leakage quantity of tank top

The heat leakage of tank top mainly results from the heat radiation of outer tank vault to the suspended ceiling as well as the heat in the ambient air which is transferred to the inside of vault in the form of heat conduction and then to the inside of tank through the cold insulation layer of suspended ceiling, on the assumption that the layers are in good contact with each other without additional thermal resistance.

(1) Computing formula of quantity of heat radiation of the outer tank vault to the suspended ceiling:

$$\Phi_3 = \frac{A_2\sigma(T_4^4 - T_5^4)}{\frac{1}{\varepsilon_2} + \frac{A_2}{A_3} \frac{1 - \varepsilon_3}{\varepsilon_3}} \quad (3)$$

(2) Computing formula of quantity of heat transferred to the vault in the form of

heat conduction:

$$\Phi_4 = \frac{4\pi\lambda_4(T_6 - T_4)}{\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2}} \quad (4)$$

(3) Computing formula of quantity of heat transferred from the suspended ceiling to the inside of tank:

$$\Phi_5 = \frac{A_3(T_5 - T_2)}{\sum_{i=1}^n \frac{\delta_{i3}}{\lambda_{i3}}} \quad (5)$$

Where,  $\Phi_3$ ,  $\Phi_4$  and  $\Phi_5$  respectively refer to the quantity of heat leakage due to the heat radiation of vault and suspended ceiling, the quantity of heat leakage transferred from the ambient air to the inside of vault, and the quantity of heat leakage transferred from the vault to the inside of tank;  $A_2$  and  $A_3$  are respectively the area of inner surface of the suspended ceiling and vault,  $m^2$ ;  $T_4$ ,  $T_5$  and  $T_6$  are respectively the temperature of inner surface of vault, the temperature of upper surface of cold insulation layer of suspended ceiling, and the temperature of outer surface of vault, K;  $\varepsilon_2$  and  $\varepsilon_3$  respectively refer to the emissivity of upper surface of cold insulation layer of suspended ceiling, and the emissivity of inner surface of vault;  $r_1$  and  $r_2$  respectively refer to the inner and outer diameters of vault, m;  $\delta_{i3}$  is the thickness of each cold insulation layer of suspended ceiling, there are n layers in all, m;  $\lambda_{i3}$  and  $\lambda_1$  respectively refer to the coefficient of thermal conductivity of each cold insulation material layer of suspended ceiling and the vault layer, W/(m·K);  $\sigma$  is Boltzmann constant.

According to the principle of conservation of energy,  $\Phi_1 = \Phi_2 = \Phi_3$  together with equations (3), (4) and (5) can be employed to compute the quantity of heat leakage of tank top by means of the known parameters.

## 2.4 Computing of partial parameters

### 2.4.1 Surface temperature of outer tank concrete

When there is solar radiation, the temperature of outer surface of storage tank will rise. According to the thermal balance, the following can be deduced:

$$K(T - T_t) = \alpha \varepsilon_4 I + h(T_a - T_t) \quad (6)$$

Where, K is the average heat transfer coefficient of storage tank, W/( $m^2 \cdot K$ );  $T_t$ , T and  $T_a$  respectively refer to the average temperature of outer tank surface, the temperature raised, and the temperature of ambient air, K;  $\alpha$  is the percent of the area of outer tank under solar radiation;  $\varepsilon_4$  is the radiation absorption coefficient of outer surface of tank; I is the solar radiation intensity, W/ $m^2$ . The outer surface temperature of tank wall can be computed by means of the known parameters.

If there is no solar radiation, the temperature of the ambient air may serve as the temperature of the tank top and the outer surface of tank wall.

### 2.4.2 Coefficient of convective heat transfer between the outer surface of storage tank and the ambient air $h$

According to the natural convection in the large space under uniform wall temperature boundary conditions, figure out the  $h$ :

$$h = 0.11(Gr Pr)^{\frac{1}{3}} \frac{\lambda}{l} \quad (7)$$

Where,  $\lambda$  refers to the coefficient of thermal conductivity of air, W/(m·K);  $l$  is the characteristic length, m;  $Gr$  refers to the air Grashof number;  $Pr$  is the air Prandtl number.

## 2.5 Computing of daily evaporation rate of storage tank

Through the computing of the quantity of heat leakage respectively at the tank bottom, wall and top, the total quantity of heat leakage of the storage tank can be deduced as follows:

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 \quad (8)$$

In view of the existence of solar radiation and the radiation time, the actual quantity of heat leakage of storage tank can be figured out as follows:

$$\Phi_{AT} = \alpha_1 \Phi_{TW} + (1 - \alpha_1) \Phi_{TWO} \quad (9)$$

Where,  $\Phi_{AT}$  is the actual total quantity of heat leakage of storage tank, W;  $\alpha_1$  is the percent of daily solar radiation time of storage tank;  $\Phi_{TW}$  and  $\Phi_{TWO}$  respectively refer to the total quantity of heat leakage with and without solar radiation, W.

The evaporation rate of LNG storage tank refers to the static daily evaporation rate of LNG storage tank, namely, the percent of the weight of LNG liquid lost due to natural evaporation in 24h after reaching the thermal balance by standing (when there is LNG in the storage tank), accounts for the weight of LNG liquid in the storage tank. The computing formula for the evaporation rate of storage tank is as follows:

$$BOR = \frac{24 \times 3600 \times \Phi_{AT}}{\rho \gamma V} \times 100\% \quad (10)$$

Where,  $BOR$  refers to the static daily evaporation rate of LNG storage tank;  $\rho$  is the LNG density, Kg/m<sup>3</sup>;  $\gamma$  is the latent heat of vaporization of LNG, J/Kg;  $V$  refers to the capacity of storage tank, m<sup>3</sup>.

## 2.6 Main factors affecting the evaporation rate of storage tank

In the light of the computing formula, the main factors affecting the evaporation rate of storage tank are heat transfer area, thermal conductivity coefficient of cold insulation materials, thickness of cold insulation layer, absorption coefficient of outer tank surface, ambient and media temperature. Smaller temperature difference between the both sides of cold insulation layer means smaller thermal conductivity coefficient of cold insulation materials, larger thickness of cold insulation layer, smaller quantity of heat leakage, and smaller evaporation rate in the storage tank too. Besides the above-mentioned factors, the diameter of LNG storage tank, initial filling rate and nitrogen content are also the main influencing factors. The LNG storage tank has an "optimal diameter" and "optimal filling rate". And higher nitrogen content means a smaller evaporation rate of LNG in the tank. Therefore, for design of cold insulation, it is necessary to allow for these factors, and it is advisable to increase the thickness of cold insulation layer, select the cold insulation material of small coefficient of thermal conductivity, and fill the LNG storage tank with nitrogen, etc to reduce the evaporation rate of storage tank.

## 2.7 Cases of Computing

Take for example the cold insulation design for  $20 \times 10^4 \text{ m}^3$  full-

containment storage tank at some receiving station abroad, and figure out the quantity of heat leakage and static daily evaporation rate of storage tank.

Table.3 Basic parameters of the LNG tank

| Name of LNG basic parameters                 | Numerical value |
|--|-----------------|
| Outer tank height m                          | 52.4            |
| Inner tank diameter m                        | 84              |
| Diameter of inner wall of outer tank m       | 86.4            |
| Ambient temperature °C                       | 37              |
| Outer surface temperature of tank bottom °C  | 10              |
| LNG temperature °C                           | -163            |
| LNG vaporization latent heat KJ/Kg           | 510             |
| Absorption coefficient of outer tank surface | 0.6             |
| LNG density kg/ m <sup>3</sup>               | 440             |
| Capacity of storage tank m <sup>3</sup>      | 198340          |

Table.4 Basic parameters of insulation materials of the LNG tank

| Name of Cold Insulation Materials                        | Thickness m  | Thermal conductivity coefficient W/(m•K) |
|--|--------------|--|
| Tank base plate/ tank wall/ tank top concrete            | 1.8/0.75/1.5 | 3.2                                      |
| Foam glass brick for tank bottom                         | 0.45         | 0.043                                    |
| Perlite concrete   | 0.353        | 0.095                                    |
| Resilient glass fibre felt for tank wall                 | 0.4          | 0.04                                     |
| Expanded perlite for tank wall                           | 0.65         | 0.04                                     |
| Foam glass bricks for hot corner protection of tank wall | 0.15         | 0.095                                    |
| Polyurethane foam coating for tank wall                  | 0.05         | 0.0233                                   |
| Glass fibre felt for suspended ceiling                   | 0.6          | 0.04                                     |

Assume that the solar radiation time is 12h every day, the computing results of heat leakage quantity and static daily evaporation rate of storage tank are as follows:

Table.5 The calculation result of the LNG tank leakage

| Name  | Numerical value |
|---|-----------------|
| Total heat leakage quantity of tank bottom MJ | 6131            |
| Heat leakage quantity of tank wall MJ         | 6302            |
| Heat leakage quantity of tank top MJ          | 2856            |
| Total heat leakage quantity MJ                | 15289           |
| Daily evaporation rate                        | 0.046%          |

The computing result of static daily evaporation rate of  $20 \times 10^4 \text{m}^3$  storage tank is 0.046%, and meets the requirements of storage tank (more than  $50000 \text{m}^3$ ) not more than 0.05%, so the cold insulation design of the storage tank is satisfactory.

### 3. Conclusion

In the light of strict requirements for cold insulation of large full containment LNG storage tank, complicated structural design, difficult cross construction, etc., the paper presents main cold insulation materials and their performance for each part of LNG storage tank as well as construction

procedures and installation methods for cold insulation system referenced, and analyzes the important considerations during the process of both design and construction.

Based on the overall structural features of large LNG storage tanks, the paper analyzes the quantity of heat leakage respectively at the bottom, wall and top of the storage tank, and puts forward a computing method for both the quantity of heat leakage and the daily static evaporation rate of large full containment LNG storage tanks. Taking some overseas 200,000 cubic meter LNG storage tank as an example, the paper provides the results of computing in relation to the quantity of heat leakage and the daily evaporation rate and verifies that its daily evaporation rate is satisfactory. From the analysis of main factors affecting the evaporation rate of LNG storage tank, the paper finds "the best diameter" and "the optimal filling rate" relevant to the LNG storage tank. Through raising the thickness of cold insulation layer, adopting the cold insulation material of small coefficient of thermal conductivity, and filling the LNG storage tank with nitrogen, etc., the daily evaporation rate of storage tank can be lowered, and in this way a basis can be provided for the design of cold insulation system for LNG storage tank.

## References

1. Yang fan ,Chen Baodong, Jiang Wenquan, et al. Application of LNG technology in peak shaving [J]. Oil And Gas Storage And Transportation, 2006,25(10):26-28
2. Gu Anzhong, et al. Liquefied natural gas technology [M]. Beijing: China Machine Press, 2005
3. Xu Wenyuan, Jiang Changan, et al. Natural gas utilization manual [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2002.
4. Wang Liangjun, Liu yang. LNG stirring mechanism and countermeasures in large LNG storage tanks[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(5): 97-99.
5. Xiong Guangde, Mao Yunlong. LNG storage and transportation[J]. Natural Gas And Oil, 2008,23(2):17-20
6. Shi Guohua, Wang Songling, Jing Youyin. Optimal configuration mathematical model of storage tanks in LNG vaporizing station.
7. Wang Limin. Changes and trend in the LNG industry in Chinese and international markets[J]. International Petroleum Economics, 2008(12): 57-62
8. Qiao Guofa, Li Yuxing, Zhang Kongming, Li Duojin. The present situation and future of liquefied natural gas industry in China[J]. Oil And Gas Storage And Transportation, 2005,24(3): 1-4.
9. Chen Jiangfan, Zou Huasheng, Gong min. Structural characteristics and cryogenic preservation design of large-scale liquefied gas tank [J]. Oil And Gas Storage And Transportation, 2006,25(7):11-15.
10. Wang Bing, Chen Xuedong, Wang Guoping. Design of large low-

- temperature LNG storage tanks and new progress in its construction technology[J]. Natural Gas Industry, 2010,30(5):108-112.
11. Tang Zhihe. Cold insulation construction technique of LNG storage tanks[J]. Petroleum Engineering Construction. 2011,37(4):46-49.
  12. Wang Liangjun, Liu yang, Luo Ziyuan, et al. Cooling techniques for ground large-scale full-capacity LNG storage tanks[J]. Natural Gas Industry, 2010,30(1): 93-95
  13. Xing Yun, et al. LNG project management manual[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
  14. Li Hairun, Xu Jiashuang, Li Zhaoci. Calculation and Analysis on temperature field in full containment LNG tank.[J]. Natural Gas And Oil. 2012, 30(4): 15-19.
  15. Xu Lie, Li Zhaoci, Zhang Jie, Xu Yongsheng. LNG land storage and transmission in China[J]. Natural Gas Industry, 2002,22(3):89-91
  16. Li Yukang, Zhang Shirong.. A discussion on the cryogenic thermal insulating materials[J]. China Offshore Platform. 2001,16(3): 31-34.
  17. Xu Lie. Cryogenic insulation and storage and transportation technology [M]. Beijing: China Machine Press, 1999.
  18. Yuan Zhongli, Yan Lunjiang. Low temperature LNG storage tank design and construction technology[J]. Petroleum Engineering Construction, 2007,33(5):19-22.
  19. Yang Shiming, Tao Wenquan. Heat Transfer[M]. Beijing: Higher Education Press, 2006.
  20. Rama Subba, Reddy Gorla. Probabilistic analysis of a liquefied natural gas storage tank[J]. Applied Thermal Engineering, 2010(30): 2763-2769.
  21. YANG Y M, KIM J H, SEO H S, et al. Development of the WORLD's Largest Above-Ground Full Containment LNG Storage Tank[C].//2006, 23<sup>rd</sup> World Gas Conference, Amsterdam, Noord-Holland, Nederland.
  22. Wang Wuchang, Li Yuxing, Sun Fafeng, Zang Leilei. Controlling factors of internal pressure and evaporation rate in a hug LNG storage tank[J]. Natural Gas Industry, 2010,30(7): 87-92

**MODELING OF CAPACITIVE STORAGE CHARGE DEVICE  
BASED ON MULTIFUNCTION INTEGRATED  
ELECTROMAGNETIC COMPONENT**

Khazieva R.T., Kirillov R.V., Kolesnikova O.I.  
(scientific adviser Associate Professor Konesev S.G.)  
Ufa State Petroleum Technological University

Charge system (CS) of storage capacitor (SC) should be charged with the highest efficiency. Let's consider for what mode there will be maximum efficiency. Analysis of energy losses in the charge device shows that the relative losses are determined by the equation:

$$\frac{W_{lip}}{W_s} = \frac{R_s \int_0^{t_s} t_s^2 \cdot dt}{U_s \int_0^{t_s} t_s^2 \cdot dt} = \frac{I_s^2}{I_{avic} \cdot I_{ic}} = K_{sic} \cdot \frac{I_{avic}}{I_{ic}},$$

where  $W_{lip}$  – energy loss of the input circuit;  
 $W_s$  – energy, consumed from the source;  
 $R_{ic}$  – resistance, taking into account losses in the input circuit;  
 $U_s$  – power supply voltage;  
 $I_{avic}$  – average value of the input current;  
 $I_{sc} = U_s / R_s$  – short-circuit current of the input circuit;  
 $I_{ic}$  – input current;  
 $K_{sic}$  – shape factor of the input current.

The formula is defined by the energy balance equation and provided a minimum loss of efficiency input circuit  $\eta_{ic}$ :

$$\eta_{ic} = \frac{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} - \frac{P_c \cdot K_{sic}^2}{2 \cdot P_s} \cdot (1 + \frac{2 \cdot R_c \cdot C}{t_c} \cdot K_{fc}^2)}}{1 + \frac{2 \cdot R_c \cdot C}{t_c} \cdot K_{fc}^2},$$

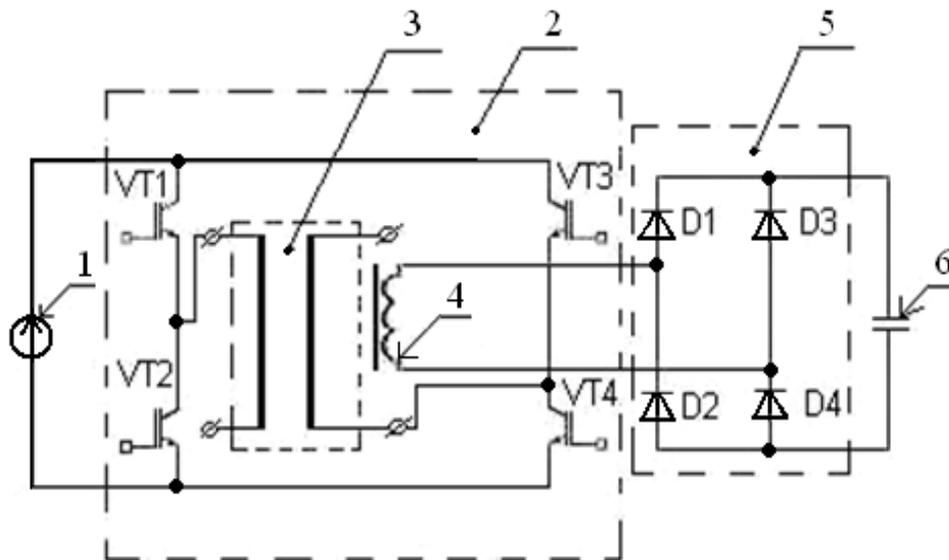
where  $P_c = U^2 \cdot C / 2 \cdot t_c$ ;  
 $P_s$  – maximum input power;  
 $t_c$  – charge time;  
 $R_c$  – resistance, taking into account losses in the charging circuit;  
 $K_{fc}$  – shape factor of the charging circuit.

Analyzing the equation, we can conclude that the maximum efficiency can be achieved without changing the shape of the input and output currents. Thus, to achieve maximum efficiency, the inverter must store energy in the

initial period of time in order to give a charge at the end of the stored energy to maintain the charging current. Therefore, in addition to the converter, matching the energy source and SC, additional reactive elements, which store energy and maintain the same level of input and output during the process of charge are required. This requirement is essential when using a limited power source [1].

There are different ways of stabilizing of the current. As parametric current sources in the stabilization of the current, most often the inductive-capacitive transducers (ICT) are used. When designing CS it is expedient to move from the transformer-rectifier circuits to circuits with high frequency link. Application of ICT ensures consistency value of the current in the load circuit, regardless of the state of SC. This permits to use the power set-up transformer economically, to eliminate current inrush at startup, to provide ramping voltage on the charged capacity that provides maximum efficiency [2, 3, 4].

The authors developed CS of SC based on the one-section multi-function integrated electromagnetic component (MIEC), acting as ICT (figure 1) [5].



1 – DC power supply; 2 – voltage inverter; 3 – MIEC; 4 – step-up transformer;  
5 – diode bridge; 6 – SC

Figure 1 – CS of SC

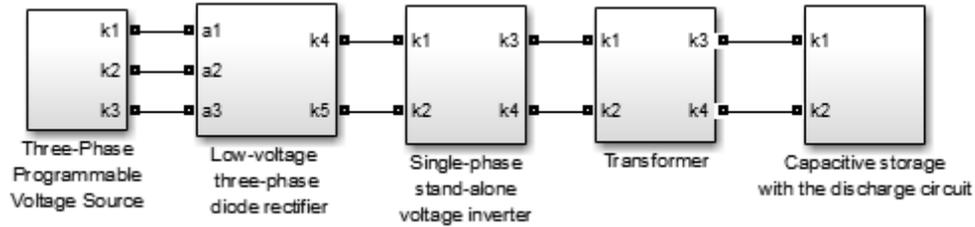
We construct the model of CS (figure 2), shown in figure 1, in the program MatLab, considering the equivalent circuit of MIEC based on discrete components of integrated structure of MIEC in terms of electrodynamic processes occurring in MIEC [6, 7].

For the formulation of the problem of modeling and analysis of the CS, we will ask the following initial data:

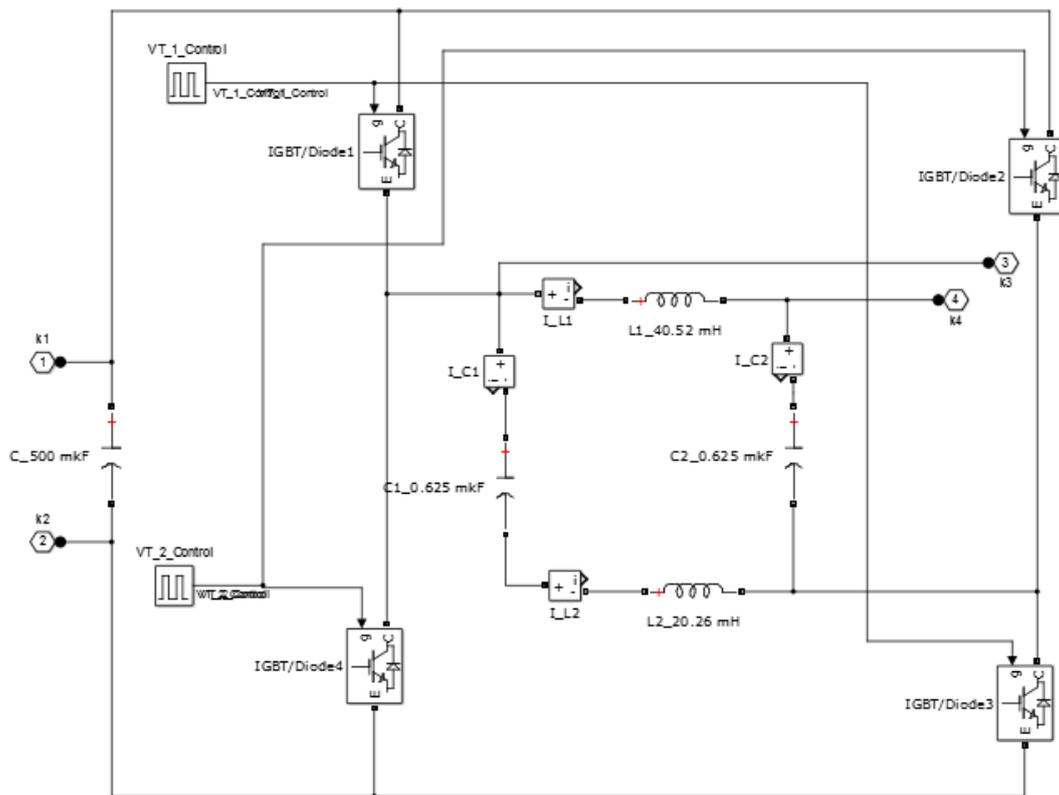
- input voltage is 220 V, 50 Hz;
- resonant frequency of 2 kHz;
- voltage on CS is 8 kV;

- frequency discharges of CS is 30 pulses per minute;
- energy stored charge system is 5 kJ.

The calculated value of capacitance of the SC, based on the required discharge energy is 25  $\mu\text{F}$ .



a) model of CS



b) single-phase stand-alone voltage inverter

Figure 2 –Model of CS based on bridge circuit with the ICT in program MatLab

Model of CS includes the following major components:

- three-phase programmable voltage source;
- low-voltage three-phase diode rectifier scheme of Larionov on three parallel half-bridges, which are united by a star with filter for smoothing of the rectified voltage;
- single-phase stand-alone voltage inverter (VSI) done as a bridge circuit, in which the fully managed semiconductors are used as keys – insulated-gate bipolar transistor (IGBT), shunted by wheeling diodes. VSI is based on a

symmetric ICT, which is MIEC, and it is set in the resonant mode and is included in the bridge diagonal;

- step-up transformer with a ratio of 10;
- high-voltage rectifier – single-phase diode bridge (in the model it is in the block with SC).

Capacitance values  $C = 0,625 \text{ mkF}$ , inductance  $L = 20,26 \text{ mH}$  are determined of calculating the parameters of ICT with the required energy stored by the device and the resonance condition  $f = 2 \text{ kHz}$ .

To eliminate the surges in the circuit elements with switching transistors keys it is necessary to shunt diode connected «back» to the polarity of the supply source. Freewheeling diodes provide a path for current to flow in the time intervals at which signs of current and voltage are opposite. Thus, overvoltage transistor is eliminated. In addition, freewheeling diodes reduce the buildup of tension.

Voltages and currents on the elements of CS and SC are presented in figure 3.

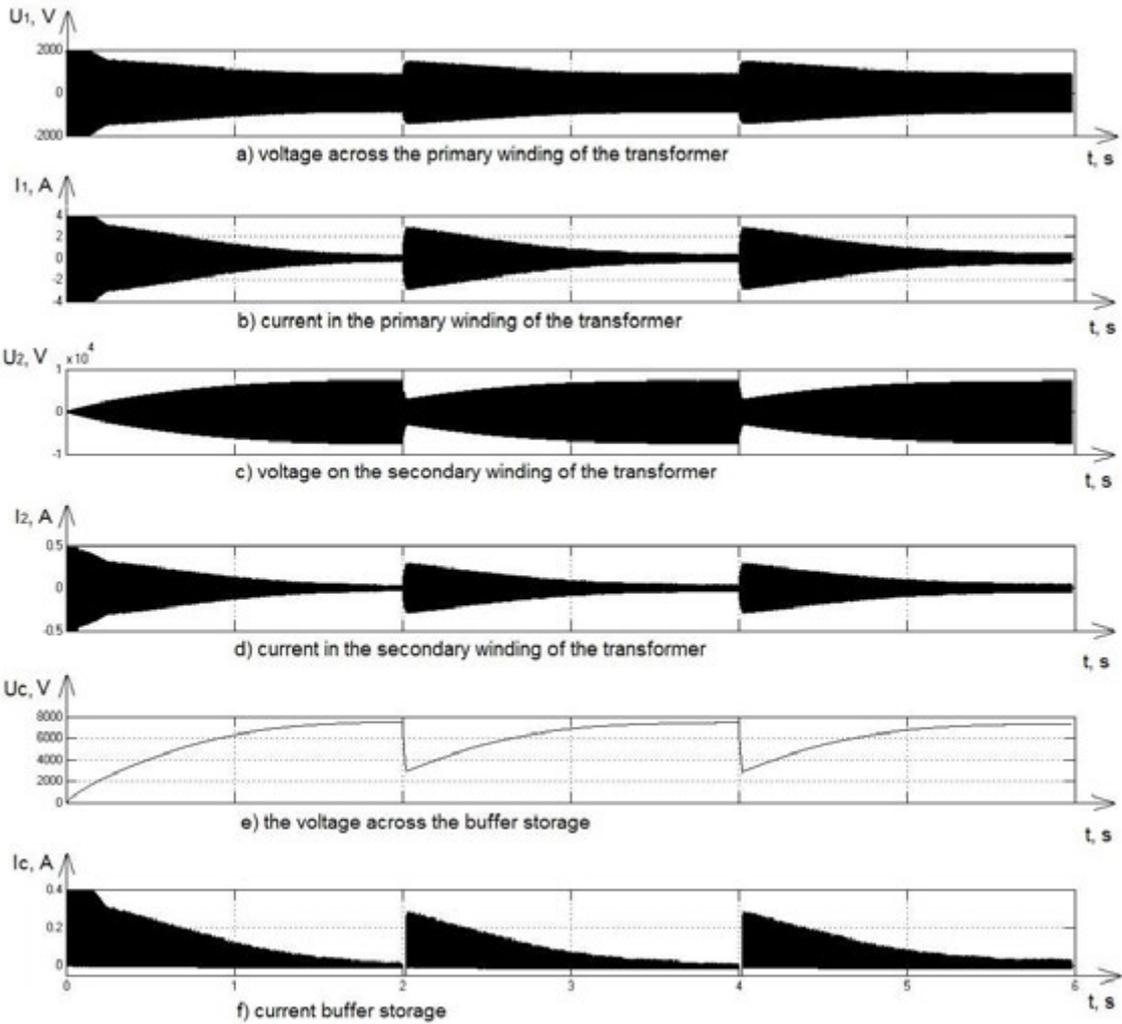


Figure 3 – Voltages and currents on the elements of CS and SC

The authors evaluated the energy efficiency of different modes of charge (figure 4).

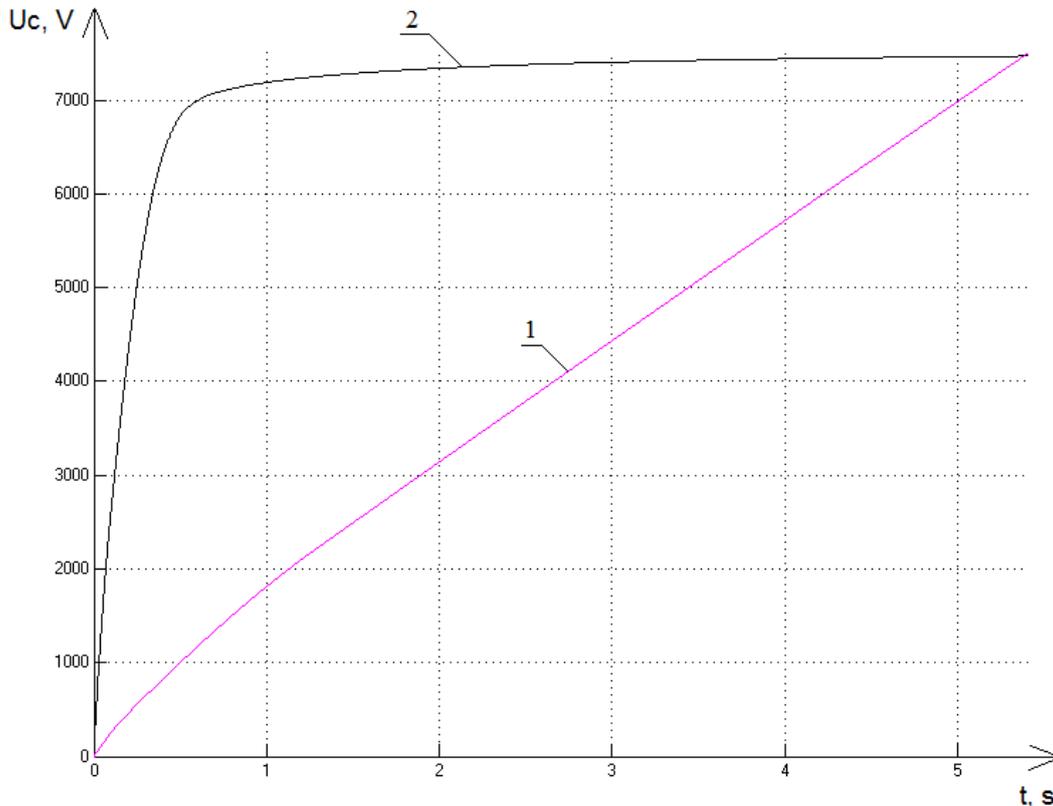


Figure 4 – Voltage across the capacitor for different modes of charge SC:  
1 – unchangeable current; 2 – unstable current

### Conclusion

The authors developed the model of CS in program MatLab. The modeling parameters of ICT for the charge of SC with unchangeable current are determined, which ensure maximum efficiency. The authors made the choice of the optimal circuitry design using ICT to build on its base power of the SC of real object. Thus, this model optimizes the operation of the charge, the desired device parameters are selected.

Application ICT ensures consistency value of the current in the load circuit, regardless of the state of SC. This allows the economical use of the rated power of step-up transformer, to eliminate inrush capacity to charge and to provide a linear increase in voltage on the charged capacity, which ensures maximum efficiency.

### References

1. Vashkevich E., Tanazly G., Bolotovskii Yu, Nikitin A. Development of the charge of capacitive energy storage. Part 2 [Electronic resource] // Power Electronics: Electronic archive. №1, 2009. URL: [http://www.power-e.ru/2009\\_1\\_34.php](http://www.power-e.ru/2009_1_34.php) (date accessed: 24.02.2015).

2. Volkov I.V., Milyah A.N. Systems based on an unchangeable current of capacitive transducers inductively. Kiev: Izd-vo Naukova Dumka, 1974. P. 9, 14-23.
3. Konesev S.G., Khazieva R.T. Inductive-capacitive transducers. Used in electrical engineering and a review of circuit solutions // Resource-saving and environmental-energy security industrial cities: collection of works of third allrussian scientific and practical. conference in Volga: branch of State Educational Institution «Moscow Power Engineering Institute», 2010. P. 120-125.
4. Konesev S.G., Khazieva R.T. Inductive-capacitive transducers based on multifunction integrated electromagnetic components // Tinchurin readings: collection of works of sixth international scientific youth conference. Kazan: State Educational Institution of Higher Professional Education «Kazan State Power Engineering University», 2011. P. 107-108.
5. The device charge storage capacitor / S.G. Konesev, R.T. Khazieva, R.V. Kirillov and others: Pat. 17748, Ros. Federation; publ. 27.06.2012. BI №18.
6. Konesev S.G., Kirillov R.V., Khazieva R.T. . Analysis of energy and frequency responses of the multifunction integrated electromagnetic components // Energy and electrical systems: international collection of scientific papers. Issue 1, edited by S.I. Lukyanov, N.V. Shvidchenko. Magnitogorsk State Technical University named G.I. Nosov, 2014. P. 65-75.
7. Konesev S.G., Khazieva R.T. Mathematical model of single-section multifunctional integrated electromagnetic component [Electronic Resource] // Scientific Electronic Archive of the Russian Academy of Natural Sciences. Section electronic correspondence Conference «Electrotechnology and power transformer technology». URL: <http://econf.rae.ru/article/7908> (date accessed: 10.10.2013).

**МЕТОДЫ ИНТЕГРАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ КОМПОНЕНТОВ  
РАСЧЕТНЫХ КОМПЛЕКСОВ СИСТЕМ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ  
ДИСПЕТЧЕРСКИХ РЕШЕНИЙ В ЕДИНОЕ ИНФОРМАЦИОННОЕ  
ПРОСТРАНСТВО  
(METHODS FOR INTEGRATION OF DISTRIBUTED COMPONENTS  
OF COMPUTER DECISION SUPPORT SYSTEMS IN CONSOLIDATED  
INFORMATION AREA)**

Халиуллин А.Р.

(научный руководитель - д.т.н. Сарданашвили С.А.,  
научные консультанты: к.т.н. Швечков В.А., к.т.н. Леонов Д.Г.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

**Введение**

В рамках концепции стандартизации диспетчерского управления системами газоснабжения [1] устанавливается ряд качественно новых требований к компьютерным системам поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР) автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) единой системы газоснабжения (ЕСГ). В частности, СТО Газпром 8-005-2013 [2] определяет, что СППДР АСДУ ЕСГ должны разрабатываться и функционировать как совокупность программных средств (ПС), объединенных единым информационным пространством (ЕИП). При этом отдельные ПС в составе СППДР (в том числе и расчетные режимно-технологические программные комплексы – РРТПК) могут быть доступны по каналам распределенной сети ОАО «Газпром». В подобной ситуации отдельные составляющие (компоненты) РРТПК могут быть одновременно востребованы различными удаленными пользователями как в изолированном (независимом) режиме, так и в режиме единого вычислительного процесса. Компонентом распределенного комплекса называется сколь угодно сложное ПС, которое решает свой функционально полный круг задач во взаимодействии с другими распределенными компонентами [3], например:

- графический интерфейс пользователя (англ. graphical user interface) инженера расчетной группы;
- средства администрирования и мониторинга работоспособности распределенных компонентов комплекса;
- программная реализация алгоритмов расчета стационарных и нестационарных режимов работы газотранспортной системы;
- система диспетчерского контроля и мониторинга.

Интерактивное взаимодействие отдельных распределенных компонентов обеспечивает решение совокупности задач самого расчетного комплекса. При подобном рассмотрении расчетный комплекс представляет собой совокупность распределенных компонентов, выполняющих

взаимосвязанные функции и связанных единой информационной и вычислительной средой [4].

В работе предлагаются разработанные автором унифицированные методы организации информационного обмена распределенных компонентов РРТПК в рамках ЕИП.

### **Методы интеграции компонентов в ЕИП**

В соответствии с требованиями к взаимодействию и базам данных (БД) СППДР [2] информационное обеспечение СППДР должно основываться на применении специализированных промышленных систем управления БД. Поэтому в основу предлагаемых методов интеграции компонентов РРТПК в ЕИП положена сетевая реляционная БД.

Введем понятие группы взаимодействующих компонентов, в качестве которой будем рассматривать совокупность компонентов РРТПК, вовлеченных в информационное взаимодействие друг с другом с целью решения отдельной расчетной задачи комплекса.

Содержание разработанных автором методов заключается в следующем. Каждой группе компонентов предоставляется доступ к специальной копии схемы данных (КСД) БД строго определенной структуры. Информация, хранимая в предоставленной КСД, доступна каждому из взаимодействующих компонентов. Разным группам компонентов предоставляются разные, не связанные друг с другом КСД. Применение КСД для одного компонента, не взаимодействующего (в плане информационного обмена) ни с одним другим компонентом, лишено смысла. Схема данных БД представляет собой изолированный набор объектов БД (таблиц, представлений, триггеров и т.п.), доступ к которым осуществляется на основе логина и пароля соответствующего пользователя БД [5]. В проведенном исследовании предполагалось, что логическая и физическая структуры КСД определены и обеспечивают решение любой расчетной задачи РРТПК. Принципиальная возможность организации подобного хранилища на основе промышленной сетевой реляционной БД показана в работе [6].

КСД не является долговременным хранилищем. В ней должны храниться лишь временные разделяемые данные (англ. shared data), публикуемые компонентами для предоставления доступа к ним других компонентов, которые могут быть очищены в любой момент после завершения их взаимодействия. Так, например, КСД может хранить следующую информацию (рисунок 1):

- исходные данные для текущей расчетной задачи, решаемой взаимодействующими компонентами по запросу пользователя;
- параметры текущей расчетной задачи комплекса;
- результаты решения текущей расчетной задачи с детализацией по различным временным слоям (шкалам моделирования);

- детализированные протоколы работы компонентов, отражающие ход решения расчетной задачи комплекса.

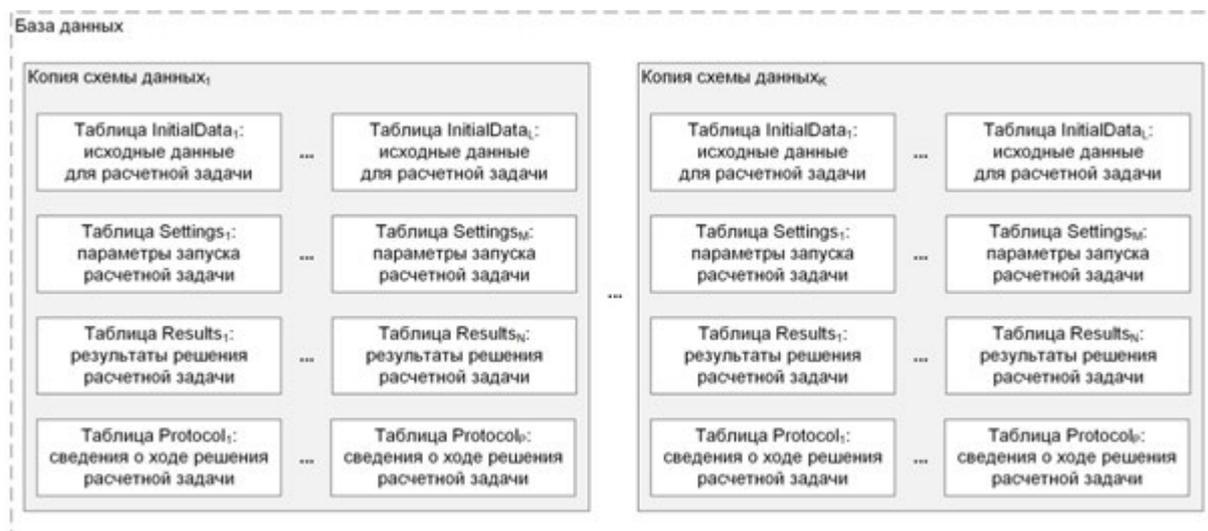


Рисунок 1 – Пример внутренней организации КСД

Предлагаемые методы сводят информационное взаимодействие компонентов к своевременному чтению и/или записи данных в КСД. Работа компонентов с КСД может осуществляться либо напрямую (при помощи SQL-запросов), либо с использованием механизма хранимых процедур (англ. stored procedures). В первом случае каждый компонент РРТПК должен знать логическую и физическую структуры предоставленной ему КСД, во втором – набор предоставляемых хранимых процедур, скрывающих конкретную реализацию логической и физической структур схемы данных.

Задача защиты доступа к данным, передаваемым с использованием КСД, возлагается на штатные средства подсистемы аутентификации пользователей (на основе соответствующих логинов и паролей) используемой системы управления БД.

С учетом вышеизложенного следует отметить, что вне зависимости от конкретной решаемой расчетной задачи все компоненты публикуют разделяемые данные (например, результаты гидравлического расчета очередного временного слоя) одними и теми же методами с использованием одних и тех же структур хранения данных (структура хранения данных определяется КСД). Таким образом, достигается унификация информационного обмена между компонентами, при которой компоненты абстрагированы от тонкостей конкретных форматов передачи данных для различных расчетных задач комплекса.

Своевременное предоставление КСД тому или иному компоненту реализуется средствами специальной серверной части РРТПК [7] и состоит из следующих этапов: создания, подготовки к работе и назначения соответствующему компоненту. Под созданием КСД понимается создание на основе заранее подготовленного SQL-скрипта пользователя БД (с

уникальным логином и паролем), схемы данных БД, а также заполнение ее объектами БД (таблицами, триггерами, представлениями и т.п.) [5]. Подготовка КСД – процесс проверки корректности структуры уже созданной схемы данных, очистки таблиц от старых (уже имеющихся там) данных и назначения нового уникального логина и пароля пользователя БД для доступа к хранимым данным. Назначение КСД – процесс выбора определенной подготовленной КСД для группы взаимодействующих компонентов. Серверная часть РРТПК может реализовывать различные стратегии предоставления КСД группам взаимодействующих компонентов. Примеры реализуемых стратегий приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительный анализ вариантов стратегий предоставления КСД группам взаимодействующих компонентов

| № п/п | Создание и подготовка   | Назначение   | Особенности   |
|-------|---|--|---|
| 1     | Создание КСД для каждого пользователя РРТПК (и удаление КСД при удалении пользователя), подготовка КСД непосредственно перед ее назначением.  | Группе взаимодействующих компонентов предоставляется в пользование КСД того пользователя, который инициировал их взаимодействие.     | Возможно наличие простаивающих созданных КСД, не назначаемых ни одной группе компонентов на протяжении длительного времени.                                     |
| 2     | Создание <i>n</i> -го количества КСД сразу после установки комплекса на рабочих станциях ( <i>n</i> задается настройками комплекса), подготовка КСД производится непосредственно перед назначением. | Группе компонентов предоставляется в пользование первая вакантная (не назначенная ни одной другой группе компонентов) созданная КСД. | При отсутствии вакантных КСД взаимодействие новых групп компонентов невозможно. Возможность регулирования нагрузки на серверную часть РРТПК заданием <i>n</i> . |
| 3     | Создание и подготовка новой КСД непосредственно перед началом взаимодействия группы компонентов (удаление после окончания взаимодействия).  | Группе компонентов предоставляется в пользование только что созданная и подготовленная временная КСД.                                | Дополнительные временные затраты во время работы РРТПК. Возможные ошибки создания КСД могут прервать взаимодействие компонентов во время работы комплекса.      |

Контроль прав доступа компонентов РРТПК к взаимодействию друг с другом реализуется средствами серверной части комплекса на основе декларативно описываемой базы правил, предоставляющей следующую информацию:

- права пользователей (возможность запуска, разрешенные действия) на работу с компонентами комплекса;
- перечисление компонентов, допускаемых до взаимодействия в рамках каждой расчетной задачи;
- права работы компонентов (только чтение; только запись; чтение и запись) с предоставленной КСД в рамках каждой расчетной задачи.

Организация процесса предоставления КСД группе взаимодействующих компонентов по запросу пользователя на основе информации из базы правил приведена на рисунке 2.

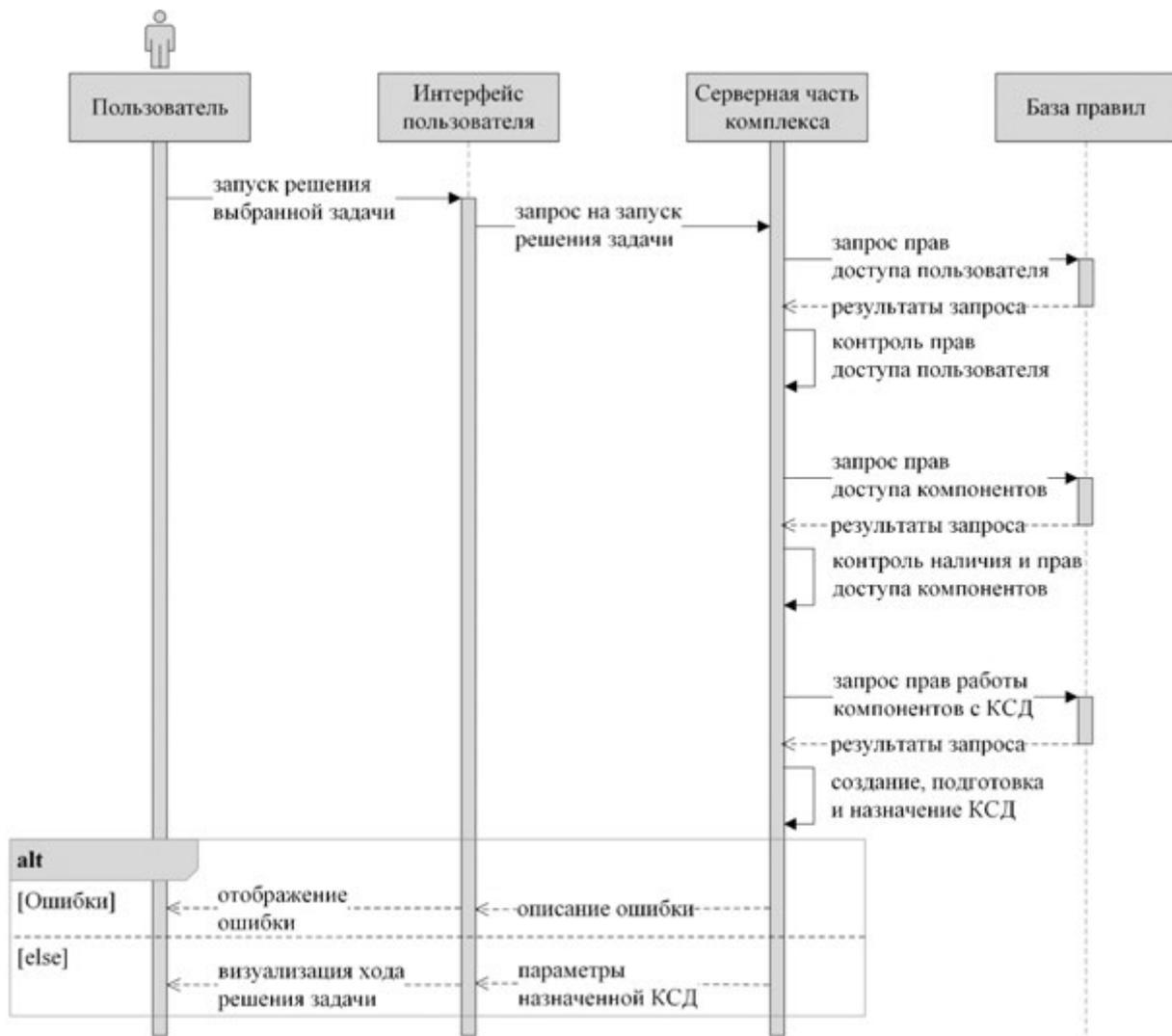


Рисунок 2 – Организация процесса предоставления КСД серверной частью РРТПК группе взаимодействующих компонентов

После завершения взаимодействия группы компонентов предоставленная им КСД может быть очищена, переназначена другой

группе взаимодействующих компонентов или вовсе удалена средствами серверной части комплекса.

### **Особенности методов интеграции компонентов в ЕИП**

Предлагаемые методы поддерживают информационное взаимодействие гетерогенных (разработанных с использованием различных языков программирования и программных платформ) компонентов. Доступ компонентов к БД (чтение и/или запись данных) реализуется средствами самих компонентов с использованием соответствующих программных инструментов, широко распространенных для большинства современных средств разработки (на примере БД Oracle: Oracle C++ Call Interface в C++, Oracle.DataAccess.Client в .NET и т.д.).

Применение предлагаемых методов обеспечивает одновременную работу неограниченного числа копий исполняемых файлов одних и тех же компонентов. Это позволяет организовать одновременную работу различных пользователей РРТПК как в изолированном (независимом друг от друга) режиме, так и в режиме решения общих задач (участие в едином вычислительном процессе с внесением управляющих воздействий в общий процесс моделирования). При этом для обеспечения одновременной работы различных пользователей не требуется модификация исходных программных кодов компонентов.

Методы унифицированы и инвариантны к конкретной технологической области, для которой осуществляется моделирование режимов и решаются задачи СППДР. Так это могут быть не только системы газоснабжения (добыча, магистральный транспорт, подземное хранение газа, распределительные трубопроводные системы), но и другие трубопроводные системы (например, системы хранения и магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов). Применение предлагаемых методов для новой технологической области потребует лишь перепроектирования логической и физической структур КСД.

Безусловно, использование предлагаемых методов в основе РРТПК усложняет процесс отладки (англ. *debugging*) взаимодействия его компонентов на этапе разработки самого комплекса. Например, изменения в структуре КСД требуют их учета в программных кодах компонентов. Надежность взаимодействия компонентов начинает определяться еще и надежностью функционирования вычислительной сети и БД. Однако перечисленные трудности присущи любым распределенным программным комплексам.

### **Заключение**

Разработаны унифицированные методы интеграции распределенных компонентов РРТПК в ЕИП. Предлагаемые методы требуют использования в основе РРТПК архитектурных решений, предполагающих

наличие специальной серверной части комплекса [7] для решения задач предоставления КСД и контроля прав доступа компонентов.

Результаты настоящей работы позволяют связать на основе сетевой реляционной БД распределенные гетерогенные компоненты РРТПК единой информационной средой, предназначенной для передачи между ними разделяемых данных.

Предлагаемые методы апробируются при организации информационного взаимодействия гетерогенных компонентов распределенного тренажерного комплекса диспетчера системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». В качестве информационной БД используется промышленная система управления базами данных Oracle. В настоящее время организованы следующие режимы функционирования распределенного тренажерного комплекса:

- один пользователь – одна расчетная задача;
- одна группа пользователей – одна задача (единый вычислительный процесс с внесением управляющих воздействий в общий процесс моделирования);
- несколько групп пользователей – несколько задач (одновременное решение несвязанных друг с другом расчетных задач группами независимых пользователей).

Результаты апробации подтверждают возможность применения предлагаемых методов при решении расчетных задач распределенных программных комплексов.

## Литература

1. Концепция стандартизации диспетчерского управления системами газоснабжения (утверждена приказом ОАО «Газпром» от 18.07.2011 №179).
2. СТО Газпром 8-005-2013. Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского управления. Системы поддержки принятия диспетчерских решений. Общие требования.
3. ГОСТ 34.003 – 90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.
4. ГОСТ 19.101 – 77. Единая система программной документации. Виды программ и программных документов.
5. Oracle Help Center. Database Concepts. Schema Objects // URL: [http://docs.oracle.com/cd/B19306\\_01/server.102/b14220/schema.htm](http://docs.oracle.com/cd/B19306_01/server.102/b14220/schema.htm) (дата обращения: 02.03.2015).
6. Разработка методов эффективного хранения и манипуляции большими объемами данных при моделировании динамических процессов в

системах газоснабжения и транспортировки нефти. / Халиуллин А.Р. // 68-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ - 2014»: Тезисы докл. (Москва, 14 – 16 апреля 2014 г.).

7. Халиуллин А.Р., Швечков В.А., Леонов Д.Г. Организация взаимодействия программных компонентов многопользовательских гетерогенных распределенных комплексов моделирования динамических процессов трубопроводных систем. // Труды XIV Всероссийского научного семинара «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем». Белокуриха, Алтайский край, 8-13 сентября 2014 г. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2014.

# **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА (NEW TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR ELIMINATION OF MUD-LESS)**

Харитонов А.Д.

(научные руководители: доцент Нечаева О.А., доцент Живаева В.В.)  
ФГБОУ ВПО Самарский Государственный технический университет

## **Введение**

Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин стремительно развиваются. Определённые результаты достигнуты и в прогнозировании, предупреждении осложнений при строительстве скважин и борьбе с ними. Однако, несмотря на достигнутые успехи, остаются актуальными вопросы, связанные с поглощением бурового раствора.

Технико-технологические мероприятия по борьбе с поглощениями бурового раствора могут различаться в зависимости от горно-геологических условий бурения, интенсивности потери циркуляции и характера объекта поглощения.

## **Цели и задачи работы:**

1) Разработать оптимальную рецептуру изолирующего состава, способного полноценно проводить эффективную ликвидацию поглощений бурового раствора.

А. Подобрать необходимые концентрации реагентов для приготовления изоляционного вещества, основой которого является гель

Б. Экспериментально определить содержание солей, входящих в состав геля, обосновать их выбор и взаимодействие с другими реагентами

В. Провести исследования структурных параметров изолирующего состава, его взаимодействия с пластовыми водами, указать рекомендации по его применению

2) Разработать системный продукт, предназначенный для определения эффективной методики борьбы с поглощениями бурового раствора.

А. Вывести алгоритм, согласно которому производится дальнейший расчет параметров поглощающего пласта

Б. Определить способ ликвидации осложнения, посредством анализа и проработки полученных расчетных результатов.

## **Основная часть**

Для проведения расчётов поглощающего пласта и выбора возможных методов по борьбе с поглощениями бурового раствора на

**Файл Справка**

**Входные параметры**

Диаметр ствола скважины (м)       Время поглощения (сек)   
 Мощность поглощающего пласта (м)       Расход раствора (литр/сек)   
 ДНС бурового раствора (Па\*с)       Избыточное давление (МПа)

**Данные индикаторной диаграммы**

| Расход (л/сек) | Изб. давл. (МПа) |
|----------------|------------------|
| 1,1            | 0,32             |
| 1,4            | 0,59             |
| 1,6            | 0,95             |
| 1,8            | 1,58             |

**Индикаторная диаграмма**

Характер фильтрации   
 Тип коллектора

**Результирующие данные**

Кoeffициент приемистости       Удельная приемистость   
 Площадь фильтрации (кв.м)       Ср. раскрытость каналов фильтрации

Предлагаемый метод ликвидации поглощения:  
 Закачка в зону поглощения тампонирующих твердых смесей (на основе геля, разработанные в СамГТУ)

Необходимый объем тампонирующей смеси (м.куб.)      

Авторы: О.А. Нечаева        
 А.Д. Харигонов

кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» разработан программный продукт Insulating Compositions – Selection.

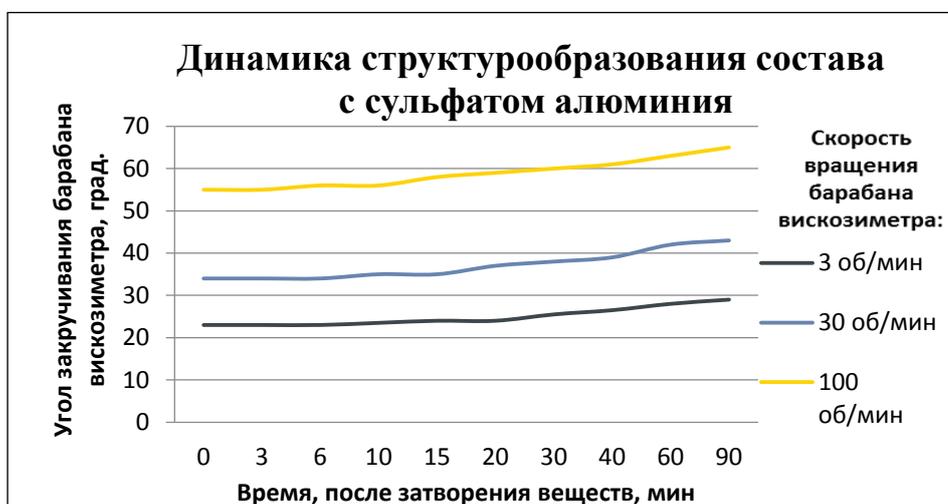
Программа позволяет составлять и оценивать индикаторные диаграммы, определять тип коллектора в зоне поглощения и производить дальнейший расчет удельной приемистости поглощающего горизонта.

На основе полученной информации и рассчитанных данных, предлагается методика ликвидации поглощения и производится математический

расчет необходимого количества тампонирующего материала.

Одним из возможных методов ликвидации поглощений является применение изолирующих составов. При проведении исследований изначально было принято решение использовать в качестве основы изолирующего вещества гель-раствор, разработанный ранее на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Первоначально полученные составы не отвечали поставленным требованиям, так как не обладали необходимыми изолирующими свойствами. Проводя замеры образцов непосредственно после затворения, через 15 и 30 минут после оставления состава в покое, было обнаружено, что дальнейшего гелеобразования практически не происходило.



После проведения исследований был сделан вывод, что сочетание силиката алюминия и кремнекислого натрия не является оптимальным, так как не удаётся получить прочную гелеобразную структуру. Поэтому было принято решение рассмотреть различные взаимодействия силиката натрия с другими солями. В таблице представлено исследование реологических параметров семи композиционных составов непосредственно после их приготовления, из которого следует, что не все соли, задействованные в эксперименте, произвели значимый эффект.

**Таблица 2.**

**Реологические параметры исследуемых образцов после затворения.**

| № р-ра | Исследуемая соль  | Время приготовления, мин | Пластич.вязкость, мПа*с | ДНС, дПа |
|--------|---|--------------------------|-------------------------|----------|
| 1      | CaCl <sub>2</sub>   | 10                       | 16,8                    | 7,2      |
| 2      | Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>                               | 3-4                      | 72                      | 62,4     |
| 3      | KCl   | 3-4                      | 9,6                     | 4,8      |
| 4      | Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub>                 | 2                        | 132,4                   | 99,6     |
| 5      | NH <sub>4</sub> CH <sub>3</sub>                                 | 1                        | 57,6                    | 9,6      |
| 6      | KBrO <sub>2</sub>   | 10-12                    | 12                      | 12       |
| 7      | (NH <sub>4</sub> ) <sub>6</sub> Mo <sub>7</sub> O <sub>24</sub> | 1                        | 180,4                   | 221,6    |

Рецептуры исследуемых составов различались между собой только одним компонентом. Выбор солей для проведения сравнительного эксперимента основывался на результатах литературного обзора и анализе полученных ранее данных о взаимодействии веществ с силикатом натрия.

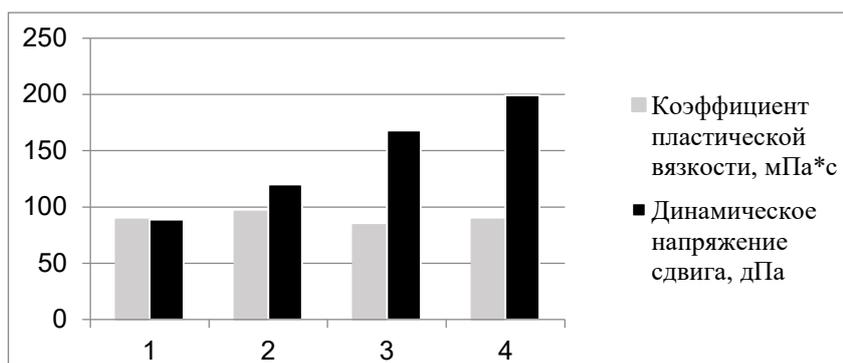


Для того, чтобы проследить скорость образования внутренней структуры в исследуемых растворах солей, полученные образцы были нанесены на специальную поверхность спустя 30 минут после своего приготовления. Постепенно изменяя угол наклона данной поверхности, было выявлено разграничение между полученными образцами.

На основе проведенных опытов, в качестве наиболее эффективного реагента состава, был выбран нитрат кальция. Результат взаимодействия растворов солей кальция с силикатом натрия заключается в коагуляции силикатного раствора. Состав выпавшего аморфного осадка представлен гидроксидом кремнезема и кальция, а также силикатами кальция.

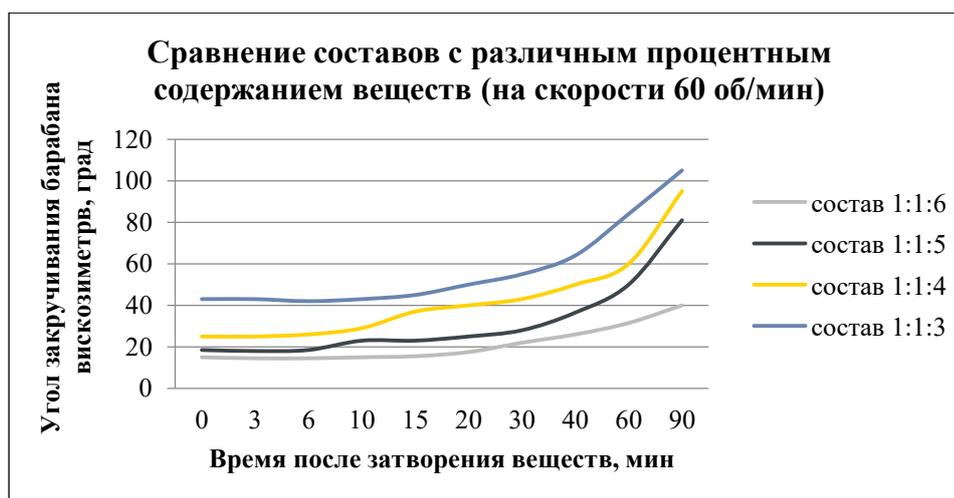
Следующий эксперимент – это выбор оптимальной концентрации, входящих в изолирующий состав реагентов. Были приготовлены 4 состава, которые отличались друг от друга процентным содержанием солей.

Далее был произведен замер параметров непосредственно после приготовления исследуемых составов, результаты представлены на графике, из которого



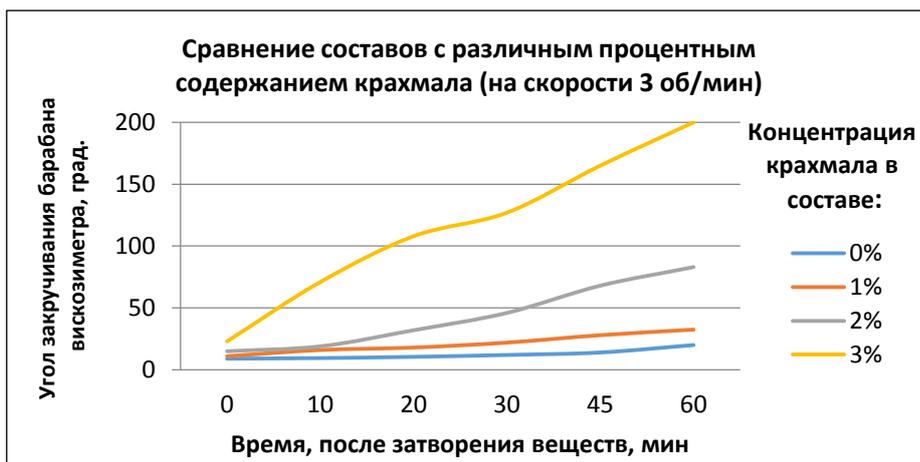
видно, что с увеличением концентрации солей в изолирующем составе, также возрастают и его реологические характеристики.

Дальнейшие исследования экспериментальных составов во времени отражены на графике ниже. Здесь замеры производились поинтервально, благодаря чему удалось определить динамику структурообразования каждого испытуемого образца.



На основе проведенных экспериментов, концентрация солей в составе, равная по отношению к воде 1:1:5, была определена как наиболее эффективная для изолирующего материала с четкими интервалами гелеобразования и сроками дальнейшего затвердевания. Подобный опыт было решено провести для подбора необходимой концентрации крахмального реагента. Для отработки оптимального состава в рецептуре рассматривали различные марки крахмальных реагентов. Как показали исследования, подбор крахмала очень важен для формирования структурированного состава.

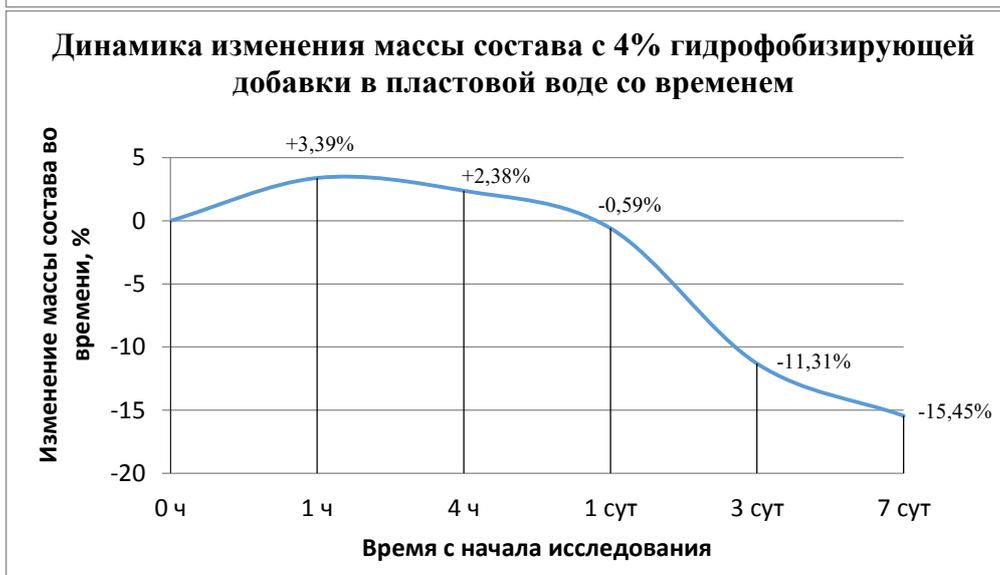
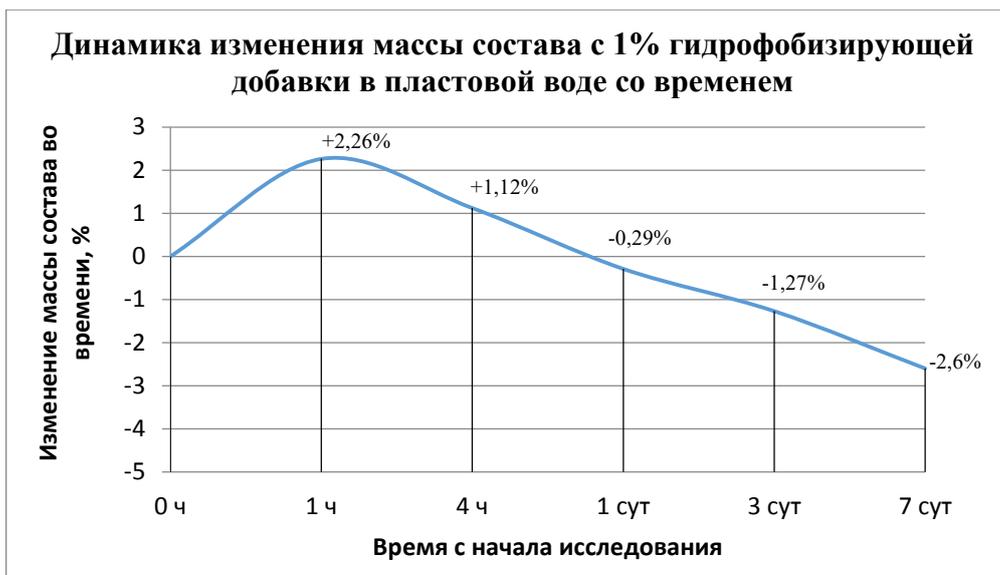
На графике отражены реологические параметры и их изменение во времени у четырех образцов, приготовленных в абсолютно идентичных условиях с равными концентрациями солей и различающихся между собой



процентной добавкой крахмального реагента. На основе полученных данных был сделан вывод, что в зависимости от условий, в данном изолирующем материале нужно применить крахмал в качестве структурообразующей добавки, а его концентрация должна составлять от 1 до 2 процентов.

В следующем эксперименте было детально рассмотрено взаимодействие выбранного состава с пластовыми водами. Главной целью данного опыта служило определение наиболее эффективной концентрации в составе гидрофобизирующего агента. Впоследствии после приготовления четырех образцов с различным процентным содержанием добавки, была заготовлена пластовая вода, далее она помещалась в емкость и в нее погружались исследуемые образцы. Результатом эксперимента стала зависимость изменения массы каждого из изолирующих составов от времени их нахождения в пластовой воде.





Как видно из графиков, наиболее оптимально содержание гидрофобизирующей добавки в составе, равное 1%.

В результате, получившееся в лабораторных условиях вещество, имеет достаточно прочную структуру, с четкой динамикой гелеобразования, а также обладает гидроизоляционными свойствами и может быть рекомендован для борьбы с частичными и полными поглощениями бурового раствора в процессе строительства скважин с осложненными условиями бурения.



### **Заключение**

В ходе работы при разработке нового изолирующего материала:

- подобраны концентрации реагентов для состава на основе ранее разработанного гель-раствора;
- экспериментально определено содержание солей, входящих в состав геля, обоснован их выбор в результате пошагового сравнительного анализа;
- определено процентное содержание в изолирующем составе крахмального реагента;
- проведены исследования по динамике структурообразования изолирующего вещества;
- сделаны выводы о возможности рационального применения полученного вещества при ликвидации осложнений в процессе бурения скважины

### **Литература**

1. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров гель-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород//«Бурение и нефть», № 10, Москва, 2009.
2. Нечаева О.А. Обоснование и разработка многофункционального бурового раствора на основе синтезируемых гелей для строительства скважин// НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» ВНИИОЭНГ, №5, Москва, 2012. - С. 40-44.
3. Калаянова О.А. Временная инструкция по ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин в Восточной Сибири и Якутии//ВостСибНИИГГиМС, Иркутск, 1983. – С. 3-11.

# РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МНОГОМЕРНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ АНАЛИЗЕ СВЯЗНОСТИ СКВАЖИН (METHOD OF PARAMETRIC SYSTEM IDENTIFICATION FOR WELLS DYNAMICS CONNECTIVITY)

<sup>1</sup>Хашпер Б.Л., <sup>2</sup>Надеждин О.В., <sup>2</sup>Ефимов Д.В.

(научный руководитель доцент Линд Ю.Б.)

<sup>1</sup>БашГУ, <sup>2</sup>ООО «БашНИПИнефть»

При разработке нефтяных месторождений для эффективной добычи нефти необходимо поддерживать пластовое давление закачкой в пласт воды [1]. Воздействие на пласт осуществляется через систему нагнетательных скважин, при этом вода в пласте распределяется неравномерно, что может снизить эффективность заводнения. Поэтому актуальной задачей является анализ взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, что предлагается сделать на основе математического моделирования рассматриваемого процесса.

Рассмотрим систему скважин, состоящую из  $m$  нагнетательных скважин и  $r$  добывающих. Пусть известны замеры дебитов скважин. Нужно количественно оценить степень воздействия нагнетательных скважин на добывающие.

Математически данная задача сводится к задаче идентификации – построения математической модели системы и восстановления ее параметров по данным наблюдений за ее поведением [2].

В качестве модели можно взять систему дифференциальных уравнений  $n$ -го порядка, описывающую линейную динамическую систему в пространстве состояний:

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = AX(t) + BU(t), \\ Y(t) = CX(t) + DU(t), \end{cases} \quad (1)$$

где входные сигналы модели – дебиты нагнетательных скважин, выходные – дебиты добывающих скважин:

$$U(t) = \begin{bmatrix} U_1(t) \\ U_2(t) \\ \vdots \\ U_m(t) \end{bmatrix}, Y(t) = \begin{bmatrix} Y_1(t) \\ Y_2(t) \\ \vdots \\ Y_r(t) \end{bmatrix},$$

где  $U_i(t)$  – дебит  $i$ -ой нагнетательной скважины в момент времени  $t$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$ ,  $Y_j(t)$  – дебит  $j$ -ой добывающей скважины в момент времени  $t$ ,  $j = 1, 2, \dots, r$ ,  $X(t)$  – вектор состояния системы.

Т.о., получаем следующую задачу параметрической идентификации. Даны замеры входного сигнала  $U$  в моменты времени  $t$ , замеры выходного сигнала  $Y$  в моменты времени  $t$ . Нужно подобрать значения параметров системы  $\hat{A}$ ,  $\hat{B}$ ,  $\hat{C}$ ,  $\hat{D}$  так, чтобы  $\|Y - \hat{Y}\| \rightarrow \min$ , где  $\hat{Y}$  – расчетные значения выходного сигнала системы (1), при подстановке в систему вместо матриц  $A, B, C, D$  матриц  $\hat{A}, \hat{B}, \hat{C}, \hat{D}$ .

Предложено решение поставленной задачи методом обобщенного настраиваемого объекта измерения [3]. Преимущество этого метода заключается в том, что ошибка является линейной функцией настраиваемых параметров. Рассмотрим алгоритм решения задачи идентификации системы методом обобщенного настраиваемого объекта измерения для  $r = 1$ :

Введем замену  $s = \frac{d}{dt}$  – оператор дифференцирования. Выразим  $X(t)$  из первого уравнения системы (1) и подставим полученное выражение во второе уравнение системы (1). Получим выражение для  $Y(t)$ :

$$Y(t) = (C(sI - A)^{-1}B + D)U(t). \quad (2)$$

Оператор  $C(sI - A)^{-1}B + D$  можно привести к виду  $\sum_{i=1}^m \frac{b_{0i}s^{n-1} + b_{1i}s^{n-2} + \dots + b_{(n-1)i}}{s^n + a_1s^{n-1} + \dots + a_n}$ .

Подставив в систему уравнений (2) и преобразовав, получим:

$$(s^n + a_1s^{n-1} + \dots + a_n)Y(t) = \sum_{i=1}^m (b_{0i}s^{n-1} + b_{1i}s^{n-2} + \dots + b_{(n-1)i})U_i(t). \quad (3)$$

Разделим обе части уравнения (3) на полином  $n$ -ой степени  $P(s)$  с корнями  $-\gamma_1, -\gamma_2, \dots, -\gamma_n$ .

Получится следующая система уравнений:

$$\begin{aligned} & \left( \frac{\alpha_1}{s+\gamma_1} + \frac{\alpha_2}{s+\gamma_2} + \dots + \frac{\alpha_n}{s+\gamma_n} \right) Y(t) + Y(t) = \\ & = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\beta_{0i}}{s+\gamma_1} + \frac{\beta_{1i}}{s+\gamma_2} + \dots + \frac{\beta_{(n-1)i}}{s+\gamma_n} \right) U_i(t). \end{aligned} \quad (4)$$

Введем замены:

$$g_j(t) = \frac{Y(t)}{s+\gamma_j}, f_{ji}(t) = \frac{U_i(t)}{s+\gamma_j}, j = 1, \dots, n, i = 1, \dots, m. \quad (5)$$

Тогда систему (4) можно переписать в виде:

$$Y(t) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \beta_{(j-1)i} f_{ji}(t) - \sum_{i=1}^n \alpha_i g_i(t). \quad (6)$$

Неизвестные коэффициенты  $A = [\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n]$ ,  $B = \begin{bmatrix} \beta_{01} & \beta_{11} & \dots & \beta_{(n-1)1} \\ \beta_{02} & \beta_{12} & \dots & \beta_{(n-1)2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \beta_{0m} & \beta_{1m} & \dots & \beta_{(n-1)m} \end{bmatrix}$

находятся из системы (6) методом наименьших квадратов. Зная эти коэффициенты, находим коэффициенты системы (3)  $a_1, a_2, \dots, a_n, b_{01}, b_{11}, \dots, b_{(n-1)1}, b_{02}, b_{12}, \dots, b_{(n-1)2}, b_{0m}, b_{1m}, \dots, b_{(n-1)m}$ .

Зная эти коэффициенты, можно получить наблюдаемое каноническое представление матриц модели в пространстве состояний  $A, B, C, D$  по формулам [4]:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ -a_n & -a_{n-1} & -a_{n-2} & \cdots & -a_2 & -a_1 \end{bmatrix}, \quad C = [1 \ 0 \ \dots \ 0], \quad D = 0, \quad B = \begin{bmatrix} \beta_{1,1} & \beta_{1,2} & \cdots & \beta_{1,m} \\ \beta_{2,1} & \beta_{2,2} & \cdots & \beta_{2,m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \beta_{n,1} & \beta_{n,2} & \cdots & \beta_{n,m} \end{bmatrix},$$

где  $\beta_{1,l} = b_{0l}$ ,  $\beta_{i,l} = b_{(i-1)l} - \sum_{j=1}^{i-1} \beta_{j,l} a_{i-j}$ ,  $l = 1, 2, \dots, m$ ,  $i = 2, 3, \dots, n$ . (7)

Рассмотрим алгоритм обобщенного настраиваемого объекта измерения для многомерной системы ( $r \neq 1$ ).

Для каждого выхода модели  $y_j$  найдем  $A_j, B_j, C_j, D_j, X_{0j}$  ( $j = 1, \dots, r$ ).

$$\begin{cases} \dot{X}_j(t) = A_j X_j(t) + B_j U(t), \\ y_j(t) = C_j X_j(t) + D_j U(t), \\ X_j(t_0) = X_{0j}. \end{cases}$$

Для векторного выхода модели  $\hat{Y}_j$  получаем уравнение:

$$\hat{Y}_j(t) = C_{Fj} X_j(t) + D_{Fj} U(t). \quad (8)$$

В уравнении (8)  $C_{Fj}$  и  $D_{Fj}$  неизвестны.

Введем замены  $A_{Fj} = [C_{Fj} \ D_{Fj}]$ ,  $W_j(t) = [X_j(t) \ U(t)]$  и подставим в уравнение (8). Получим следующее уравнение.

$$\hat{Y}_j(t) = A_{Fj} W_j(t). \quad (9)$$

Матрицу  $A_{Fj}$  находим по формуле:

$$A_{Fj} = W_j^{-1}(t) \hat{Y}_j(t). \quad (10)$$

Т.о., получаем  $r$  вариантов параметров системы с  $r$  выходами:

$$\begin{cases} \dot{X}_j(t) = A_j X_j(t) + B_j U(t), \\ \hat{Y}_j(t) = C_{Fj} X_j(t) + D_{Fj} U(t), \\ X_j(t_0) = X_{0j}. \end{cases}$$

Из  $r$  вариантов выбираем лучшую модель по следующему критерию:

$$Err \rightarrow \min, \text{ где } Err = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{(Y_i - \hat{Y}_i)^2}{2}}, \quad N - \text{число замеров.} \quad (11)$$

Существующие методы идентификации позволяют получить одну модель. Часто при наличии шумов происходит смещение в оценке параметров системы. Для улучшения качества идентификации можно провести bootstrap-анализ. Bootstrap-анализ позволяет получить множество моделей и показывает, насколько они устойчивы к изменениям в выборке. При составлении обобщенной модели применим bootstrap-анализ. Для каждой модели случайно выберем уравнения из системы уравнений (6). Решим полученные системы уравнений методом наименьших квадратов и для каждой получим свои модели. В результате применения bootstrap-метода получим не одну модель, а множество моделей (рис. 1).

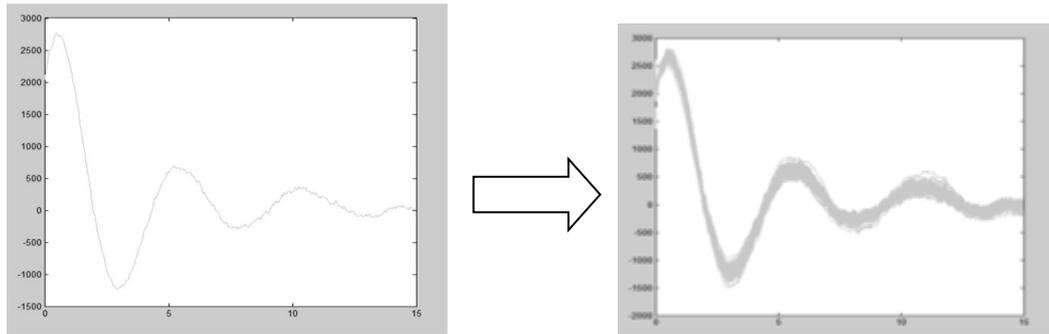
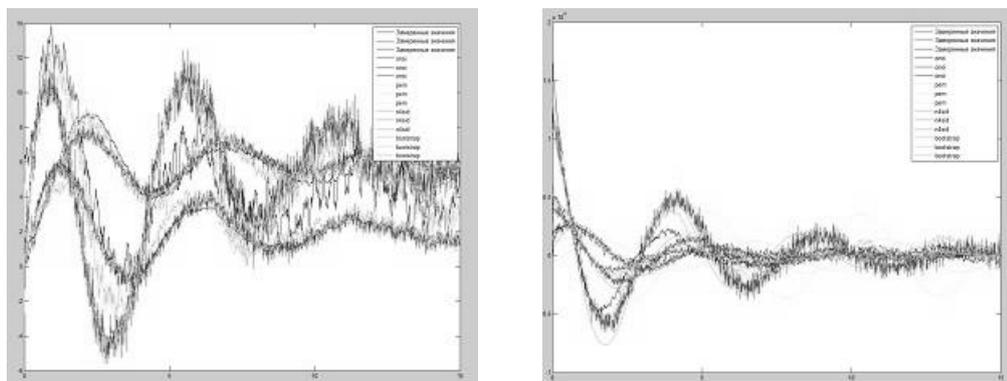


Рисунок 1. Результат применения bootstrap-анализа

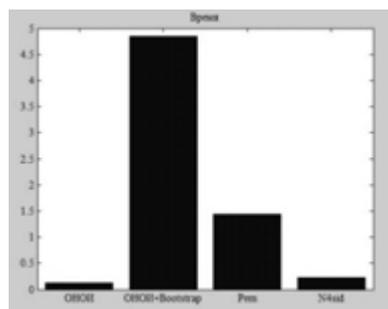
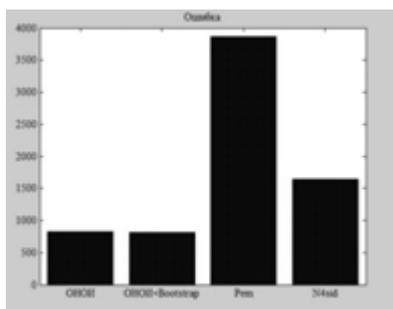
Метод обобщенного настраиваемого объекта измерения реализован в среде программирования Matlab [5] и протестирован на примере динамической системы 4-го порядка с 4 входами и 3 выходами, 1500 замеров. Также для сравнения результатов была проведена идентификация этой же системы методом предсказания ошибки Pem («prediction error method»), в котором параметры модели ищутся градиентным методом, и методом, основанном на анализе подпространств N4sid («subspace method of identification») [2]. В среде Matlab эти алгоритмы реализованы функциями pem и n4sid соответственно. Идентификация проводилась при нулевых начальных условиях, при ненулевых начальных условиях, без учета шума и с учетом шума в каналах измерения и управления. Дисперсия шума составляет 0,2 дисперсии сигнала.

Для каждого алгоритма рассчитаны  $Err$ , критерий качества идентификации, и  $Std$ , отношение стандартного отклонения ошибки  $(Y - \hat{Y})$  к стандартному отклонению  $Y$ , показывающее насколько соразмерны уровень ошибки и уровень сигнала.

Результаты идентификации системы (1) представлены на рисунках 2-5.



Рисунки 2-3. Результаты идентификации системы при нулевых и ненулевых начальных условиях с учетом шума



Рисунки 4-5. Ошибка и время при ненулевых начальных условиях с учетом шумов

Из рисунков 2-5 видно, что при наличии шумов в каналах измерения и управления алгоритм обобщенного настраиваемого объекта измерения с применением bootstrap-метода превосходит алгоритмы Pem и N4sid по качеству модели.

Т.о., в ходе работы рассмотрена задача идентификации параметров многомерной динамической системы. Исследованы существующие методы идентификации. В среде программирования Matlab реализован алгоритм обобщенного настраиваемого объекта измерения и протестирован на примере идентификации параметров многомерной динамической системы. Проведенное исследование показало, что метод обобщенного настраиваемого объекта измерения в условиях шумов превосходит методы Pem и N4sid по качеству идентификации и по времени выполнения, а метод обобщенного настраиваемого объекта измерения с применением bootstrap-анализа превосходит метод обобщенного настраиваемого объекта измерения в условиях шумов при ненулевых начальных условиях. В дальнейшем планируется на основе метода обобщенного настраиваемого объекта измерения разработать алгоритм, позволяющий идентифицировать нестационарные динамические системы.

## Литература

1. Косарев В.Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика». - Казань: Казанский государственный университет, 2009. – 145 с.
2. Льюнг Л. Идентификация систем. Теория для пользователя. Перевод на русский язык. – М.: Наука, 1991. – 432 с.
3. Надеждин О.В., Заминова А.Р. Анализ связности динамики нагнетательных и добывающих скважин. Управление большими системами. М.: ИПУ РАН, 2009. №25. С. 35-47.

4. Андриевский Б.Р., Фрадков А.Л. Избранные главы теории автоматического управления с примерами на языке Matlab. – СПб.: Наука, 2000. – 475 с.
5. Дьяконов В.П., Круглов В.В. MATLAB. Анализ, идентификация и моделирование систем. – СПб.: Питер, 2001.– 448 с.

# **АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СПОСОБОВ НАЧИСЛЕНИЯ АМОРТИЗАЦИИ НА НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО И НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ (ANALYSIS OF THE IMPACT OF DEPRECIATION METHODS FOR PROPERTY TAX AND INCOME TAX)**

Черкасова И.Э.

(научный руководитель - к.э.н., доцент Закирова Ч.С.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В последнее время на каждом предприятии наблюдается такая тенденция как моральный и физический износ основных фондов. В связи с этим появляется необходимость тщательной разработки амортизационной политики предприятия с целью определения скорости переноса стоимости основных средств на себестоимость выпускаемой продукции и соответственно скорости образования и накопления денежных средств для последующей их замены, так как основным источником финансирования обновления основных средств являются амортизационные отчисления.

Предприятие встает перед выбором либо снизить себестоимость с целью увеличения прибыли, либо снизить рентабельность, с целью ускорения обновления основных фондов для наращивания объемов производства и дальнейшего его расширения, то есть выбор между замедленной и ускоренной амортизацией.

В настоящее время четко прослеживаются две концепции амортизации основных средств: налоговая и экономическая. Согласно налоговой концепции списание стоимости происходит по четко установленным налоговым нормам, которые в большинстве случаев, выше по сравнению с экономическими нормами. По экономической концепции амортизация рассматривается как списание стоимости по экономическим нормам, которые отражают реальный, существующий на данный момент износ. Следовательно, чтобы изменить концепцию амортизационной политики необходимо время, для постепенного изменения существующих норм. С одной стороны, концепция должна способствовать выживанию предприятий в период банкротства, а с другой – вести к увеличению финансовых ресурсов для осуществления инвестиционной деятельности предприятий, а, в конечном счете, к улучшению финансового результата.

В большинстве зарубежных стран предприятие имеет право вести два учета, как для налоговых органов, так и для акционеров и внешних финансовых институтов, с целью привлечения дополнительных инвесторов. Одним из существенных элементов различий является использование различных способов начисления износа. Так же как и в России, нормы налоговой амортизации устанавливаются государством. При этом правила начисления «налоговой» амортизации могут сильно отличаться от финансовых, и быть гораздо сложнее линейного метода, принятого в России. В настоящее время широкое распространение в

практике зарубежных стран получил модифицированный метод расчета амортизационных отчислений или метод ускоренной амортизации фондов. Эта система была призвана стимулировать капиталовложения за счет снижения после налогообложения настоящей стоимости, допуская более ускоренную амортизацию капитальных активов. Она позволяет получить большую амортизацию в начале срока эксплуатации капитальных активов, что позволяет за счет амортизационных расходов уменьшить сумму налога, тем самым увеличить чистую стоимость капиталовложений и позволить компании удерживать больше доходов в начале амортизационного цикла. В сущности, это в большей степени налоговой выгоды.

Предприятия должны рассчитывать амортизацию как для целей бухгалтерского учета (используя тот способ начисления амортизации, который указан в учетной политике), так и для целей налогообложения, чтобы определить сумму, на которую необходимо увеличить прибыль до налогообложения при расчете налога на прибыль. Амортизация основных средств уменьшает их остаточную стоимость, которая является базой при расчете средней стоимости имущества для исчисления налога на имущество. Соответственно, способ начисления амортизации влияет на себестоимость через сумму амортизационных отчислений, а именно на налог на прибыль и налог на имущество.

В таких капиталоемких отраслях как химическая, горнодобывающая промышленность и, конечно же, нефтедобыче вложения в основные средства весьма и весьма значительны, и соответственно правильно выстроенная амортизационная политика в данном случае очень важна. Исходя из этого, в качестве объекта исследования был выбран флот ГРП, стоимость которого составляет 190 026 тыс. руб.

Согласно п. 18 ПБУ 6/01 в работе был проведен расчет амортизации флота ГРП по каждому из четырех имеющихся в бухгалтерском учете способов начисления амортизации. В сложившихся условиях одной из самых актуальных задач является применение эффективных технологий воздействия на нефтяной пласт для получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений. Одной из таких технологий, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), который в настоящее время является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием (ГТМ), обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышение эффективности разработки пластов - коллекторов. Флот ГРП представляет собой комплекс насосных агрегатов, кислотоустойчивый блендер, манифольд и устройство управления и передачи данных. Актуальным направлением развития технологии ГРП является проведение многозонного ГРП в горизонтальных стволах скважин. В ОАО «Татнефть» принято решение о бурении горизонтальных скважин с последующим

проведением многозонного ГРП. Поэтому повышению производительности участка ГРП уделяется особое внимание.

Результаты расчета представлены на рис.1. В качестве расчетного периода был принят срок эксплуатации объекта равный восьми годам. При расчете амортизации по производственному методу в качестве объема работ было взято количество ГРП, планируемых к осуществлению в каждый год эксплуатации данного флота; коэффициент ускорения при расчете амортизации методом уменьшающего остатка равен 2.

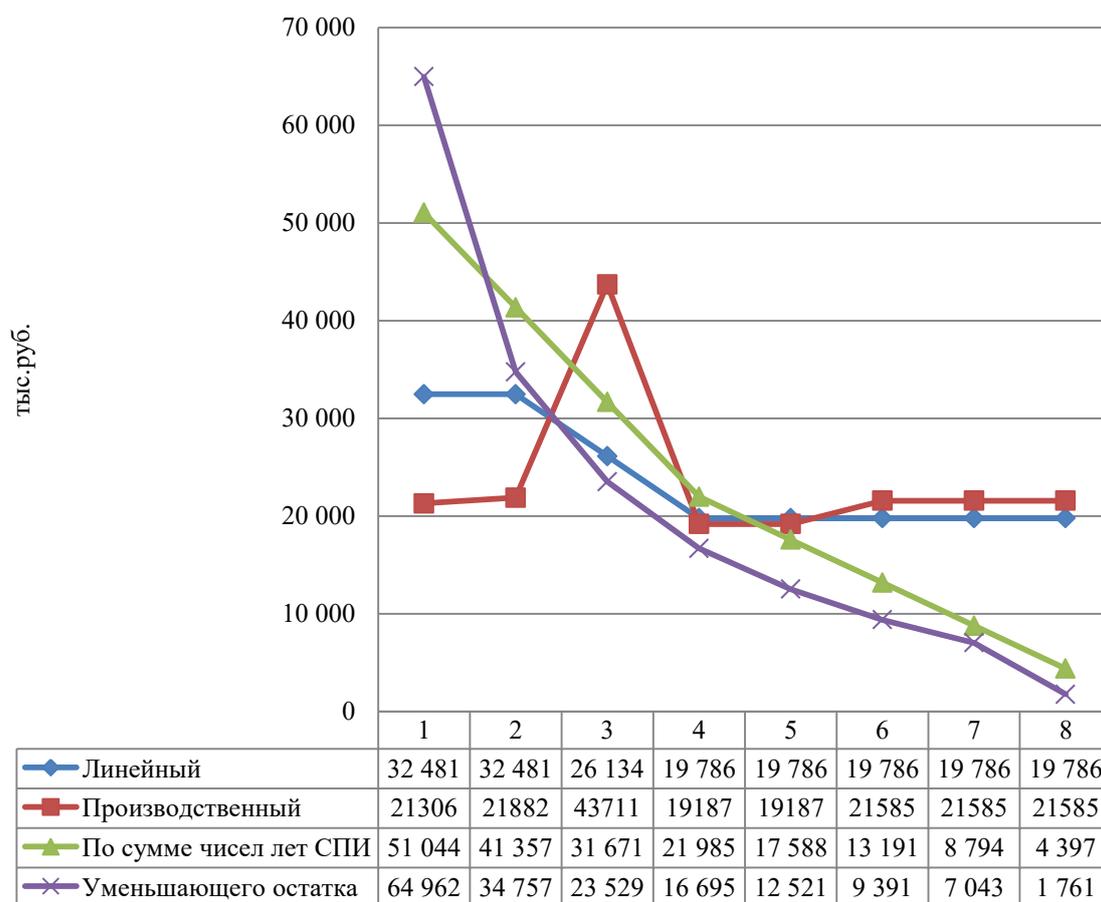


Рисунок 1-Результаты расчета амортизации по бухгалтерскому учету

Анализ результата данных показывает, что по линейному методу начисление амортизации происходит равномерно, постепенно, без значительных отклонений; расчет амортизации по производственному методу, в большей мере зависел от количества ГРП, проводимых предприятием за год, так в первый год планировалось выполнить 370 операций ГРП, во второй год эксплуатации 380 операций, в последующие три года по 400 операций ГРП в год, и в оставшиеся три года по 450 операций в каждый год эксплуатации флота; последние два способа, а именно способ по сумме чисел лет и уменьшающего остатка относятся к ускоренным способам начисления амортизации, и поэтому на первые годы эксплуатации приходится наибольшее списание стоимости объекта ГРП:

способом по сумме числе в первый год было списано 51 044 тыс. руб., способом уменьшающего остатка 64 962 тыс. руб., затем в последующие годы идет постепенное снижение сумм амортизационных отчислений.

Также, по данным расчета была выявлена зависимость платежей по налогу на имущество, так как объектом налогообложения по данному налогу является остаточная стоимость имущества. Соответственно чем выше амортизационные отчисления, тем ниже прибыль. При этом налог на имущество оказал непосредственное влияние на размер налога на прибыль, о чем и свидетельствуют рис. 2 и 3.

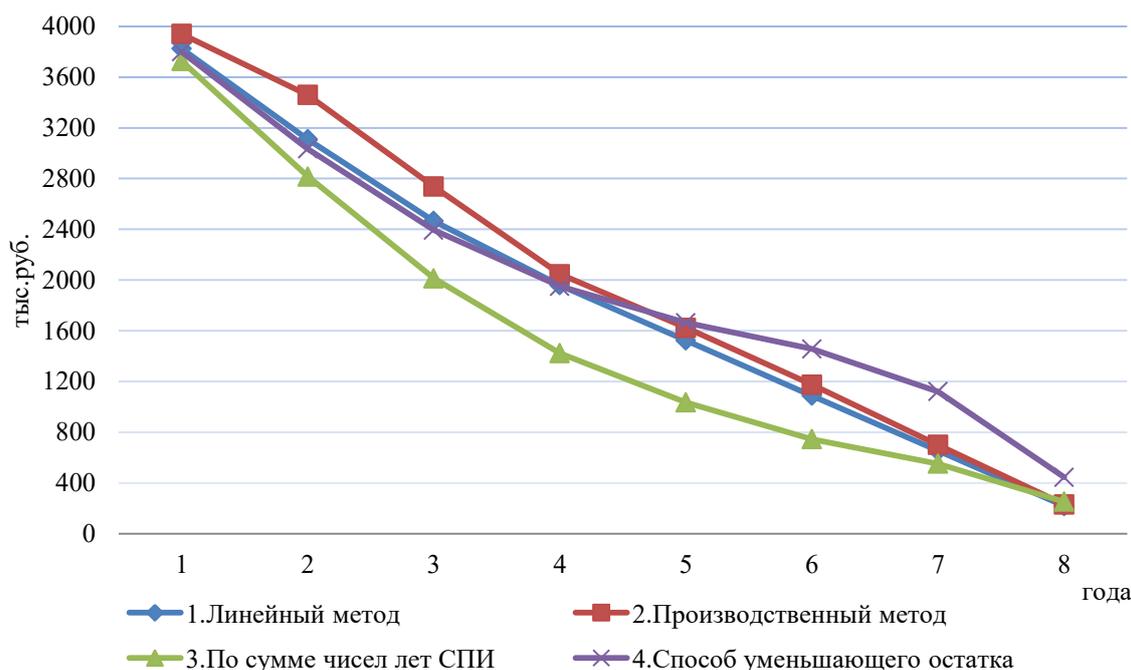


Рисунок 2- Сумма налога на имущество при различных способах начисления амортизации

Анализ данных показывает, что при линейном методе начисления амортизации сумма налога на имущество, за весь период эксплуатации флота составит 14 837 тыс. руб. (в расчетах ставка налога на имущество принята 2,2%), при расчете по производственному способу и способу уменьшаемого остатка сумма налога на имущество находится примерно на одном уровне, и составляет 15 909 и 15 859 тыс. руб. соответственно, при этом, необходимо отметить, что в первые годы эксплуатации сумма налога на имущество по производственному методу превышала по размерам сумму налога на имущество по линейному методу; сумма налога на имущество, рассчитанная по способу уменьшающего остатка имеет обратную тенденцию по сравнению с производственным методом, то есть первые годы эксплуатации сумма налога находится примерно на одном уровне с линейным, а в последующие годы эксплуатации происходит заметное его увеличение. Применение способа списания стоимости по

сумме чисел лет срока полезного использования позволит сократить налог на 14,94% по сравнению с линейным методом.

Таким образом, из всех четырех методов начисления амортизации по флоту ГРП с точки зрения начисления налога на имущество наиболее выигрышным для предприятия оказался способ списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования.

Так как амортизационные отчисления являются элементом себестоимости, увеличение их суммы приводит к сокращению прибыли предприятия, а значит, и налогооблагаемой базы для расчета налога на прибыль. При этом амортизация является условным начислением в составе себестоимости, то есть не приводит к непосредственному расходу денежных средств, и соответственно увеличивает для предприятия приток денежных средств. Сумма налога на прибыль при различных способах начисления амортизации представлена на рис.3.

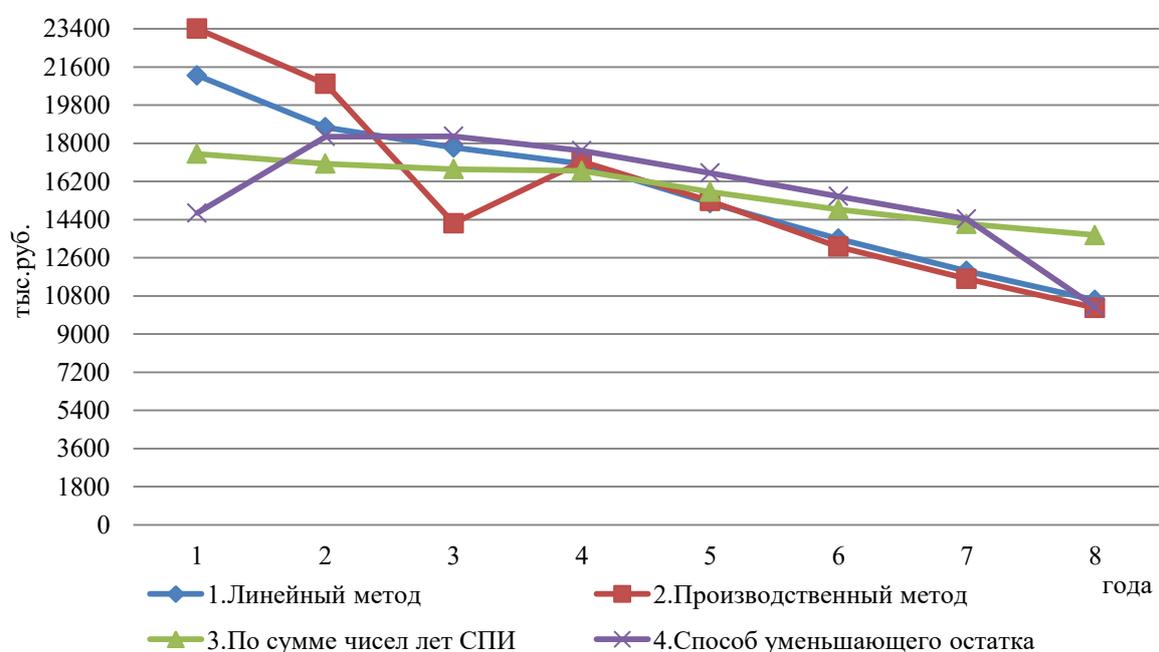


Рисунок 3- Сумма налога на прибыль при различных способах начисления амортизации

Анализ графика изменения налога на прибыль при различных способах начисления амортизации, в течение срока полезного использования флота ГРП, позволяет сделать следующие выводы. При линейном методе начисления амортизации происходит равномерное постепенное снижение суммы налога на прибыль по годам: если в первый год эксплуатации сумма налога на прибыль составляла 21 200 тыс. руб., то к концу эксплуатационного периода она составила 10 604 тыс. руб.; сумма налога на прибыль при расчете по производственному методу в течение эксплуатационного периода изменяется неравномерно, скачкообразно: в первый год эксплуатации наблюдается самая высокая сумма налога на

прибыль, к концу третьего года эксплуатации флота зафиксировано минимум по налогу на прибыль, затем идет дальнейшее повышение; согласно расчетам по сумме чисел лет срока полезного использования сумма налога на прибыль относительно ниже по сравнению с линейным методом в первые годы эксплуатации, к концу четвертого года эксплуатации сумма налога на прибыль практически совпадают, а затем идет повышение; сумма налога на прибыль при начислении амортизации способом уменьшающего остатка в первый год эксплуатации наименьшая по сравнению с остальными способами, начисления амортизации, затем идет незначительное превышение по сравнению с линейным методом.

Анализ показал, что наиболее выгодным способом начисления амортизации для предприятия при расчете налога на прибыль является способ производственный способ.

На основании прироста амортизации определена экономия по налогу на прибыль и налогу на имущество за восемь лет эксплуатации флота ГРП. За базу сравнения был выбран линейный способ начисления амортизации. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Изменение платы по налогу на имущество и налогу на прибыль флота ГРП, тыс. руб.

| Года | Линейный метод     |                  | Налоговый перерасход (-)/налоговая экономия (+) |                  |                        |                  |                            |                  |
|------|--------------------|------------------|---|------------------|------------------------|------------------|----------------------------|------------------|
|      |                    |                  | Производственный                                |                  | По сумме чисел лет СПИ |                  | Метод уменьшающего остатка |                  |
|      | Налог на имущество | Налог на прибыль | Налог на имущество                              | Налог на прибыль | Налог на имущество     | Налог на прибыль | Налог на имущество         | Налог на прибыль |
| 2013 | 3823               | 21200            | -117  | -2212            | 98                     | 3693             | 25                         | 6491             |
| 2014 | 3109               | 18756            | -350  | -2050            | 293                    | 1717             | 75                         | 440              |
| 2015 | 2464               | 17802            | -273  | -3570            | 451                    | 1017             | 72                         | -535             |
| 2016 | 1959               | 17034            | -86   | -103             | 537                    | 332              | 9                          | -620             |
| 2017 | 1524               | 15177            | -99   | -100             | 488                    | -537             | -140                       | -1425            |
| 2018 | 1088               | 13497            | -86   | 377              | 343                    | -1388            | -368                       | -2005            |
| 2019 | 653                | 11978            | -47   | 369              | 101                    | -2219            | -468                       | -2455            |
| 2020 | 218                | 10604            | -13   | 362              | -34                    | -3071            | -227                       | 314              |

Таким образом, из анализа данных табл. 1 можно сделать следующие выводы: при начислении амортизации производственным методом наблюдается налоговый перерасход по налогу на имущество за весь период эксплуатации, при этом сумма налога на прибыль ведет себя иначе: первые пять лет наблюдается перерасход налога на имущество, в последующие три года идет налоговая экономия; согласно данным расчета начисления амортизации по флоту ГРП методом списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования были получены

следующие результаты, а именно: по налогу на имущество наблюдается налоговая экономия за первые семь лет эксплуатации, к концу расчетного периода, а именно, на восьмой год эксплуатации появляется налоговый перерасход в размере 34 тыс. руб.; что касается налога на прибыль, то первые четыре года эксплуатации флота существует налоговая экономия, затем, остальные четыре года происходит налоговый перерасход; по результатам расчета методом уменьшающего остатка можно сделать вывод о том, что первые четыре года эксплуатации флота ГРП существует налоговая экономия по налогу на имущество; оставшиеся четыре года идет налоговый перерасход; что касается налога на прибыль, то первые два года значительная налоговая экономия, а в последующие периоды эксплуатации ГРП наблюдается налоговый перерасход.

Таким образом, можно сказать о том, что каждый из данных методов начисления амортизации по бухгалтерскому учету по-разному оказывает влияние на налоговую нагрузку, то есть по сравнению с линейным методом происходит или налоговый перерасход или налоговая экономия. С точки зрения налоговой экономии наиболее выигрышным способом начисления амортизации по результатам расчетов является метод списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования, налоговая экономия при использовании данного метода по сравнению с линейным составит 1,31 %.

Главной целью налогового учета является только исчисление налога на прибыль. От суммы амортизационных отчислений зависит величина прибыли или убытка, так как по бухгалтерскому учету амортизация признается как расход. Выбирая для начисления амортизации один из четырех способов, предприятие должно помнить о том, что начисленная сумма амортизации влияет на себестоимость продукции, выполненных работ, оказанных услуг. От суммы бухгалтерской амортизации зависит финансовый результат предприятия в целом.

По результатам расчета налогооблагаемой базы по налогу на имущество флот ГРП принимался к расчету по остаточной стоимости, соответственно начисление амортизации способами бухгалтерского учета вело к снижению остаточной стоимости флота и потому уменьшало платежи по налогу на имущество.

Так, сумма амортизационных отчислений, включаемых в себестоимость в целях налогообложения снижает налогооблагаемую базу по налогу на прибыль и соответственно уменьшение суммы налога на прибыль происходит за счет уменьшения налогооблагаемой прибыли на сумму налога на имущество, соответственно уровень платежей по налогу на прибыль также зависит от величины амортизационных отчислений.

В связи с проведенными расчетами и сделанными по ним выводами в настоящее время существует необходимость сближения бухгалтерского и налогового учета, с целью выбора предприятием оптимального способа

начисления амортизации, но, а наиболее оптимальным методом, который позволит улучшить финансовое положение предприятия в условиях высокой инфляции и экономического спада, позволит стимулировать процесс обновления основных фондов является метод ускоренной амортизации. Государство, в свою очередь, должно способствовать этому, то есть проводить такую политику, которая будет поощрять метод ускоренной амортизации с целью скорейшего обновления основных фондов и развития производства каждого предприятия. Соответственно, сегодня основной проблемой для предприятий при разработке амортизационной политики, есть и остается определение оптимального способа начисления амортизации, который позволил бы своевременно и в нужном объеме формировать фонд для обновления материально-технической базы организации.

### Литература

1. Батова Т.Н., Васюхин О.В., Павлова Е.А., Сажнева Л.П. Экономика промышленного предприятия: Учебное пособие. - СПб.: СПбГУ ИТМО, 2009. - 250 с.
2. Горфинкель В.Я., Швандар В.А. Экономика предприятия: Учебник для вузов / - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2007. - 670 с.
3. Калининкова Е.В. Инвестиционный менеджмент: учебное пособие: – Ульяновск: УлГТУ, 2011. – 147 с.
4. Каморджанова Н.А., Карташова И.В. Бухгалтерский финансовый учёт/Издание 3-е СПб.: Питер, 2008. - 480 с.
5. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник– М.: ИНФРА-М, 2009.

# АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ (ANALYSIS OF RELIABILITY OF THE POWER SUPPLY PROCESSING PLANTS)

Чернев М.Ю.

(научный руководитель профессор Ершов М.С.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Процессы переработки на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) осуществляются непрерывной взаимосвязанной работой большого числа насосно-компрессорного и вентиляционного оборудования, приводимого в действие асинхронными и синхронными электродвигателями единичной мощностью от 5 до 13500 кВт, напряжением 0,38-0,66-6-10кВ, что делает их уязвимыми даже к кратковременным нарушениям электроснабжения.

При этом в случае внезапных нарушений технологического процесса производство становится экологически опасным, в связи с необходимостью сброса значительного объёма технологических сред в атмосферу; значительно увеличивается скорость коррозии технологического дорогостоящего оборудования, происходит его преждевременный износ, возникает недоотпуск продукции. Таким образом, устойчивость функционирования комплекса целиком зависит от надёжности его электроснабжения.

Приемники электроэнергии ГПЗ в основном (на 95%) относятся к I категории надёжности электроснабжения, которая требует наличия двух независимых источников питания; перерыв электроснабжения при нарушении питания от одного из них может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Значительная часть электроприемников (на крупных ГПЗ до 4-6 МВт) относятся к особой группе первой категории, для которой необходим третий источник питания<sup>12</sup>. В состав особой группы входят: вентиляторы приточно-вытяжных систем технологических установок, аварийное освещение, светоограждение дымовых труб, питательные насосы котлов утилизаторов, пожарные насосы, системы управления и др.<sup>13</sup>.

Как правило, центрами питания сети 110 кВ внешнего электроснабжения газоперерабатывающего завода (далее ГПЗ) являются районные двухтрансформаторные подстанции 220/110 кВ, с автотрансформаторами мощностью по 125 МВА и выше.

Для обеспечения требований надёжности система внешнего электроснабжения должна быть хорошо развита и обладать высокой

---

<sup>12</sup> ПУЭ. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 мая 2012 г. – М.: КНОРУС, 2012. – 488 с.

<sup>13</sup> МЕНЬШОВ Б.Г., ДОБРОЖАНОВ В.И., ЕРШОВ М.С. Теоретические основы управления электропотреблением промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 1995. – 263с.: ил.

степенью структурной избыточности сетей напряжением 110 и 220 кВ и достаточной мощностью источников электроэнергии. В действительности же опыт эксплуатации показывает недостаточную надежность питающих ГПЗ энергосистем.

Поэтому необходимо проводить мероприятия по повышению надёжности энергоснабжения, обращая особое внимание на схемные решения, реализация которых позволит не только противостоять снижению надёжности питающих ГПЗ энергосистем, но и создавать собственные энергосистемы.

Строительство собственных ТЭЦ ГПЗ могло бы решать задачу повышения надёжности электроснабжения при правильно выбранной и структурированной Схеме выдачи мощности, подтверждённой верифицированными расчетами её надёжности. Кроме того собственные ТЭЦ могут покрывать нагрузки в паре среднего и низкого давления в зимний и летний период.

Проблемы, возникающие на этапах проектирования и строительства теплоэлектроцентрали (далее ТЭЦ) ГПЗ, – это выбор наиболее рационального способа подключения ее к энергосистеме, чтобы обеспечить большую надёжность электроснабжения потребителя, для которого она предназначена.

В данной работе на примере расчёта надёжности Схем электропитания распределительных устройств (ЗРУ-6,10 кВ) главных понизительных подстанций (далее ГПП) системы электроснабжения одного из крупных ГПЗ рассмотрены в сравнении 5 вариантов различных схем внешнего электроснабжения потребителей завода (до уровня ЗРУ 6-10 кВ ГПП).

С использованием специализированного верифицированного комплекса программного обеспечения были выполнены расчеты надёжности вариантов систем электроснабжения. Показатели надёжности элементов схемы электроснабжения приведены в Таблице №1.

**Первым вариантом** схемы является существующая схема электроснабжения ГПЗ, приведенная на рисунке 1. Данная схема обеспечивает энергоснабжение трансформаторов ГПП - 1, ГПП - 2 и ГПП – 3. Основным центром питания данной схемы является ПС «Газовая» напряжением 220/110 кВ, которая имеет следующие источники питания секций сборных шин:

СШ-1: ПС «Владимировка»;

СШ-2: ПС «Астрахань», ТЭЦ -2.

Расчетное количество отказов на СШ-1 ПС «Газовая» составляет 2,7455 раз в год, а на СШ-2 ПС «Газовая» 0,1013.

Таблица 1 – Исходные показатели надежности элементов системы

| Название элемента                                    | Параметр потока отказов,<br>[отказ\год] |
|--|---|
| Источник генерации                                   | 0,119                                   |
| Воздушная линия, [1 км]                              | 0,05                                    |
| Кабельная линия, [1 км]                              | 0,02                                    |
| Высоковольтный автоматический выключатель            | 0,0176                                  |
| Шинопровод, [1 км]                                   | 0,4101                                  |
| Трехобмоточный трансформатор                         | 0,015                                   |
| Двухобмоточный трансформатор                         | 0,015                                   |
| Двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой | 0,015                                   |
| Шина   | 0,001                                   |

**Во втором варианте** схемы электроснабжения источник электроэнергии ТЭЦ-2 через транзитную ПС «Кири-Кили» отсоединен от СШ-2 ПС «Газовая» и присоединен к 1-ой СШ ПС «Газовая». В результате расчетов получены следующие значения количества отказов в год: СШ-1 ПС «Газовая» - 0,1054, СШ-2 ПС «Газовая» - 0,0837. Результаты показывают, что во втором варианте, буквально при незначительном мелком изменении схемы, значительно увеличилась надежность электроснабжения сразу на обеих секциях шин ПС «Газовая» и, соответственно, что очень ценно, и потребителя.

**В третьем варианте** схемы по сравнению со схемой на рисунке 1 предлагается внести следующие изменения:

- установить три генератора мощностью по 46,73 МВт каждый с присоединением каждого генератора электростанции к отдельной воздушной линии (далее ВЛ) 110 кВ через блочный трансформатор;
- построить две одноцепные ВЛ 110 кВ ГТУ<sup>14</sup>- ТЭЦ – ГПП-3 №1 и №2;
- построить ВЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ – ГПП-1;
- осуществить демонтаж захода ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – ГПП-1 с отпайкой на ГПП-2 на распределительном устройстве (далее РУ) 110 кВ ПС 110 кВ ГПП-1;
- построить ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-1;
- построить ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2;
- построить ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-3;
- построить ВЛ 110 кВ ГПП-2 – ГПП-3;
- расширить ПС 220 кВ Газовая на 1 линейную ячейку 110 кВ;

<sup>14</sup> ГТУ- газотурбинная установка.

- осуществить реконструкцию ПС 110 кВ ГПП-3 со строительством двух РУ 110 кВ по схеме № 110-7 «Четырехугольник» для присоединения трансформаторов Т-1 и Т-2 отдельно к каждому РУ.

**В четвертом варианте** схемы для выдачи мощности ГТУ-ТЭЦ предусмотрено выполнение следующих работ:

- построить выносное РП 110 кВ в соответствии с намечаемым количеством присоединений;
- установить три генератора мощностью по 46,73 МВт каждый с присоединением через блочные трансформаторы мощностью 63 МВА по отдельной для каждого генератора ВЛ 110 кВ к РП 110 кВ;
- построить три ВЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ – РП 110 кВ;
- отсоединить ПС 110 кВ ГПП-2 от ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-2 №2 (ВЛ 110 кВ 452) и достроить участок ВЛ до РП 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ РП 110 кВ – ГПП-2 №2.
- осуществить строительство заходов ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-2 (ГПП-3) №2 (ВЛ 110 кВ 452) на РП 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ Газовая – РП 110 кВ (ВЛ 110 кВ 452) и РП 110 кВ – ГПП-3 №2;
- отсоединить ПС 110 кВ ГПП-2 от ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-2 №1 (ВЛ 110 кВ 451) и достроить участок ВЛ до РП 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ РП 110 кВ – ГПП-2 №1;
- осуществить строительство заходов ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-2 (ГПП-3) №1 (ВЛ 110 кВ 451) на РП 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ Газовая – РП 110 кВ (ВЛ 110 кВ 451) и РП 110 кВ – ГПП-3 №1;
- выполнить соединение ПС 110 кВ ГПП-1 от ВЛ 110 кВ Астраханская ТЭЦ-2 – ГПП-1 (ВЛ 110 кВ 453) и достройку участка ВЛ до РП 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ РП 110 кВ – ГПП-1 №1.
- выполнить строительство заходов ВЛ 110 кВ Газовая – ГПП-1 (ВЛ 110 кВ 457) на РП 110 кВ с образованием ВЛ 110 кВ Газовая – РП 110 кВ (ВЛ 110 кВ 457) и РП 110 кВ – ГПП-1 №2.

Данный вариант предусматривает выдачу мощности каждого генератора электростанции по отдельной ВЛ на выносное РП 110 кВ. При реализации схемы № 4 выдачи мощности ГТУ-ТЭЦ питание нагрузок газоперерабатывающего завода будет осуществляться от ГТУ-ТЭЦ и ПС 220 кВ «Газовая» через шины вновь сооружаемого РП 110 кВ.

**В пятом варианте** в схеме электроснабжения по сравнению с действующей предлагается внести следующие изменения:

- строительство трех генераторов мощностью по 46,73 МВт;
- строительство ЗРУ – 10 кВ;
- строительство 2-х ТП мощностью 80 МВА для осуществления энергоснабжения ГПП 1 и ГПП 2;
- строительство ВЛ 110 кВ и кабельных линий 6(10) кВ,
- проведение реконструкции ГПП-1, ГПП-2;
- строительство 6 – ти ТП мощностью 40 МВА.

Неоспоримым достоинством данной схемы является выдача мощности двух генераторов ГТУ-ТЭЦ ГПЗ по отдельным ВЛ в нормальном режиме работы схемы напрямую на технологию для ГПП-2 и через ТП на технологию для ГПП-3 и ГПП-1. Это позволит снизить загрузку трансформаторов на ГПП-1, ГПП-2 и ГПП-3, что в свою очередь обеспечит надежное электроснабжение нагрузок ГПЗ не только в нормальной схеме, но и в период проведения ремонтных работ или в аварийных режимах, а также увеличит количество источников электроснабжения потребителей ГПЗ (фактически до категории особой группы 1 категории в терминах ПУЭ).

Результаты расчетов количества отказов всех рассмотренных ранее схем электроснабжения для трансформаторов главных понизительных подстанций ГПЗ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели безотказности вариантов схем

| Схема     | Параметр потока отказов, отк/год |        |            |        |        |            |        | количество отказов в год |
|-----------|----------------------------------|--------|------------|--------|--------|------------|--------|--------------------------|
|           | Тр-ры ГПП1                       |        | Тр-ры ГПП2 |        |        | Тр-ры ГПП3 |        |                          |
|           | T1                               | T2     | T1         | T2     | T3     | T1         | T2     |                          |
| Схема № 1 | 3,2349                           | 2,8752 | 3,3208     | 2,8752 | 0,2310 | 2,8752     | 0,2310 | 2,2348                   |
| Схема № 2 | 3,2349                           | 0,2351 | 3,3208     | 0,2351 | 0,2134 | 0,2351     | 0,2134 | 1,0983                   |
| Схема № 3 | 0,1055                           | 0,1055 | 1,6892     | 0,1055 | 0,1537 | 0,1055     | 0,1055 | 0,3386                   |
| Схема № 4 | 0,2559                           | 0,2087 | 3,2132     | 0,2539 | 0,2067 | 0,2289     | 0,1817 | 0,6499                   |
| Схема № 5 | 0,0890                           | 0,0538 | 0,0362     | 0,0362 | 0,1862 | 0,0362     | 0,0362 | 0,0677                   |

Изменение показателей надежности по вариантам схемы электроснабжения ГПЗ показано на рисунке 2.

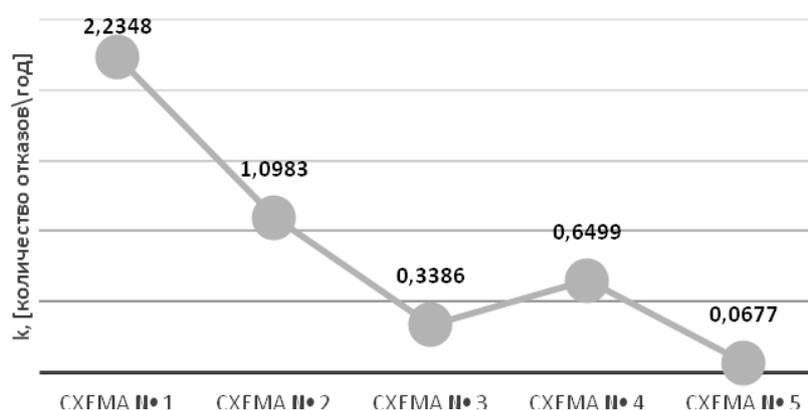


Рисунок 2 – Параметр потока отказов для варианта схемы электроснабжения ГПЗ

Исходя из получившихся данных, приведенных в таблице 2 и на рисунке 2, видно, что если будет применено схемное решение под номером

2, то среднее количество отказов электроснабжения в год сократится с 2,2348 до 1,0983 раза в год по сравнению со схемой № 1. Неоспоримым достоинством данной схемы является то, что для достижения данного результата, отсутствует необходимость в капитальных затратах и необходимы минимальные трудовые и временные затраты.

Далее был произведен анализ и расчет схемы № 4, которые показали, что данная схема позволила еще снизить среднее количество отказов и соответственно увеличить надежность электроснабжения по сравнению со схемой № 1 и схемой №2 исключительно благодаря наличию трех дополнительных независимых источников электроэнергии, несмотря на значительный вклад в снижение надёжности от последовательного включения в цепи схемы выносного РП 110 кВ.

В заключении сравним схемы № 3 и № 5. Данные схемы имеют самые низкие средние показатели количества отказов по сравнению со схемой № 1 равные 0,3386 и 0,0677 раз в год соответственно. Такие результаты достигаются благодаря уменьшению протяженности ВЛ от источников генерации энергии к нагрузке, строительству трех источников на ГТУ-ТЭЦ, минимальному использованию последовательно соединённых элементов схем электроснабжения, и максимальному использованию их взаиморезервирования.

Отличительной чертой между схемой № 3 и схемой № 5 является то, что выдача мощности трёх генераторов ГТУ-ТЭЦ ГПЗ происходит напрямую на технологию, тем самым увеличивая число независимых источников питания для ГПП – 1, ГПП – 2 и ГПП – 3 на схеме № 5, и, в случае выхода из строя одного из трансформаторов, появляется возможность его полноценного резервирования.

Таким образом, проанализировав среднее количество отказов в год схем электроснабжения ГПЗ, можно сделать вывод, что при правильном выборе схемы можно уменьшить среднее количество отказов электроснабжения ГПЗ с 2,2348 до 0,0677 раз в год.

Максимальный результат будет достигнут при реализации схемы № 5.

## Литература

1. МЕНЬШОВ Б.Г., ДОБРОЖАНОВ В.И., ЕРШОВ М.С. Теоретические основы управления электропотреблением промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство «Нефть и газ», 1995. – 263 с.
2. ПУЭ. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 мая 2012 г. – М.: КНОРУС, 2012. – 488 с.



# ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭФИРОВ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА В КАЧЕСТВЕ ОСНОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ МАСЕЛ

Шарова Е.В., Шумакаева С.З., Сердечная М.А.  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

## Аннотация

Разработана базовая основа для низкотемпературной гидравлической жидкости, удовлетворяющей современным требованиям на основе доступного отечественного сырья. Изучены сложные эфиры СинтолюксL-0270 (изононилкаприлат), СинтолюксL-0290 (изооктилкаприлат) и СинтолюксL-0340 (изооктилпеларгонат) с наиболее близкими вязкостно-температурными свойствами к маслам АМГ-10 и МГЕ-10А в качестве основ гидравлических жидкостей. Исследованы загущающие способности присадок в сложных эфирах. Установлено, что данные образцы не уступают требованиям к маслу АМГ-10, превосходят АМГ-10 по температуре вспышки (152 – 155°С вместо 93°С).

*Ключевые слова:* гидравлические масла, синтетические сложные эфиры «Синтолюкс», полимеры винилбутилового эфира.

За рубежом с 1996 г. в гидросистемах современной и перспективной авиационной авиатехники вместо гидравлических жидкостей на минеральных основах применяют гидравлические жидкости на основе синтетических углеводородов с повышенной термостойкостью, огнестойкостью и стабильностью вязкости.

В Российской Федерации за последние 10 лет проведены работы по созданию перспективных гидравлических масел типа АМГ-10 на базе синтетических углеводородов отечественного и импортного производства. Показано, что разработка такого масла возможна только на основе импортных компонентов (опытное масло АСГИМ разработки ФГУП «НИИСУ»).

В 2011 г. ЗАО «СовХимТех» разработаны технологии и организовано малотоннажное производство сложных эфиров (Синтолюкс), получаемых путем этерификации моноспирта, выбранного из группы изо-С<sub>8</sub>, изо-С<sub>9</sub>, изо-С<sub>10</sub> и монокислоты, выбранной из группы линейная С<sub>8</sub>, С<sub>9</sub>, С<sub>10</sub> или изо-С<sub>8</sub>, изо-С<sub>9</sub>, изо-С<sub>10</sub>, и высокоэффективных загущающих присадок на основе полимеров винилбутилового эфира. Исследование новых продуктов позволит оценить возможность их использования для разработки новых гидравлических масел с улучшенными эксплуатационными свойствами.

**Цель данного исследования** состоит в разработке базовой основы для низкотемпературной гидравлической жидкости, удовлетворяющей современным требованиям на основе доступного российского сырья.

*Анализ технического уровня отечественных масел (классы вязкости по ГОСТ 17479.3-85 МГ-15, МГ-22 и МГ-32) для гидроприводов различных видов военной техники*

По областям применения в военной технике современные гидравлические масла (гидравлические жидкости) подразделяются на два вида: для авиационной техники и для наземной подвижной и морской техники. Гидравлические масла на минеральной основе, применяемые в настоящее время в отечественной военной технике, определены ГОСТ РВ 50920-2005 «Топлива, масла, смазки и специальные жидкости. Ограничительный перечень и порядок назначения для вооружения и военной техники» [1]. Настоящий стандарт устанавливает номенклатуру топлив, масел, смазок и специальных жидкостей, вырабатываемых только на предприятиях Российской Федерации, как правило, на основе отечественного сырья.

В гражданской авиации Российской Федерации в гидравлических системах самолетов отечественного производства применяют с 1998 г. вместо масла АМГ-10 гидравлическую жидкость HYDRAUNYCOILFH 51 производства фирмы NYCOS.A. (Франция) [8], которая превосходит масло АМГ-10 по ресурсу работы в 2,5–3 раза.

В Российской Федерации в последние годы проведены работы по созданию современного масла класса МГ-15-В на базе синтетических углеводородов (полиальфаолефинов) для применения взамен масла АМГ-10. Установлено, что требуемое качество масла можно достичь только на основе импортных компонентов (опытное масло АСГИМ разработки ФГУП «НИИСУ») [2, 8], при этом масло работоспособно при температуре до минус 55°С против минус 60°С для АМГ-10.

В настоящее время многие зарубежные фирмы производят и предлагают для применения в различных видах техники большой ассортимент гидравлических масел класса вязкости ISO VG 32 по классификации ISO 3448 [4] и функциональности по классификации ISO 6743 «Смазочные материалы, промышленные масла и родственные продукты (класс L), группа H (гидравлические системы)». [5]

Компании Mobil и Shell предлагают экологически безвредные гидравлические жидкости и масла на основе синтетических сложных эфиров: масла серии Mobil EAL HydraulicOil и серии Shell Naturelle HF-E. Области применения включают промышленность, лесное и водное хозяйство, в особенности, передвижное оборудование. На кораблях масла Mobil EAL HydraulicOil 32 и 46 могут применяться на носовых подруливающих устройствах, движительных комплексах и палубных механизмах. Аналогичных гидравлических масел и жидкостей на основе

синтетических сложных эфиров отечественная промышленность не производит [6,7].

#### *Методы исследования*

1. Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле по ГОСТ 4333-87

Сущность методов заключается в нагревании пробы нефтепродукта в открытом тигле с установленной скоростью до тех пор, пока не произойдет вспышка паров (температура вспышки) нефтепродукта над его поверхностью от зажигательного устройства и пока при дальнейшем нагревании не произойдет загорание продукта (температура воспламенения) с продолжительностью горения не менее 5 с.

2. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и расчет динамической вязкости по ГОСТ 33-2000

Стандарт устанавливает метод определения кинематической вязкости жидких нефтепродуктов, прозрачных и непрозрачных жидкостей измерением времени истечения определенного объема жидкости под действием силы тяжести через калиброванный стеклянный капиллярный вискозиметр.

3. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа по ГОСТ 5985-79 (по п.3.4, 3.7)

Сущность метода заключается в окислении жидкостей в контакте с металлами и воздухом при нагреве до 200 °С или техническим азотом при нагреве до 300 °С. Термоокислительную стабильность жидкости оценивают по изменению внешнего вида, кислотного числа и вязкости.

Коррозионную активность оценивают по изменению массы металлических пластин.

4. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности по ГОСТ 3900-85

Настоящий стандарт распространяется на жидкие химические продукты и устанавливает методы определения плотности с помощью ареометра и пикнометра.

5. Нефтепродукты. Метод определения температур текучести и застывания по ГОСТ 20287-91 (по методу Б)

Сущность методов заключается в предварительном нагревании образца испытуемого нефтепродукта с последующим охлаждением его с заданной скоростью до температуры, при которой образец остается неподвижным. Указанную температуру принимают за температуру застывания.

#### *Основные результаты*

Объектом исследования являются масла для гидравлических систем и гидроприводов авиационной и наземной военной техники и военно-морского флота (ВМФ), получаемые путем этерификации моноспирта, выбранного из группы изо-С<sub>8</sub>, изо-С<sub>9</sub>, изо-С<sub>10</sub> и монокислоты, выбранной

из группы линейная C<sub>8</sub>, C<sub>9</sub>, C<sub>10</sub> или изо-C<sub>8</sub>, изо-C<sub>9</sub>, изо-C<sub>10</sub>, и высокоэффективных загущающих присадок на основе полимеров винилбутилового эфира.

Для исследования в качестве основных компонентов базовых основ гидравлических масел класса вязкости ISO 15 были выбраны синтетические сложные эфиры моноспиртов и монокислот Синтолюкс L-0270, Синтолюкс L-0290 (изооктилкаприлат) и Синтолюкс L-0340 (изооктилпеларгонат), наиболее близкие по вязкости и низкотемпературным свойствам к основе гидравлических масел АМГ-10 и МГЕ-10А. Температура вспышки паров эфиров Синтолюкс в 1,5 раза выше, чем у АМГ-10 (таблица 1)

Таблица 1

Характеристики эфиров Синтолюкс

| Наименование показателей  | Синтолюкс L-0270 | Синтолюкс L-0290 | Синтолюкс L-0340 | Основа АМГ-10 |
|---|------------------|------------------|------------------|---------------|
| Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре, °С: |                  |                  |                  |               |
| 100   | 1,13             | 1,13             | 1,32             | 1,5           |
| 50  | 2,21             | 2,41             | 2,74             | 2,2           |
| 40  | 2,72             | 2,90             | 3,37             | 2,8           |
| 20  | 4,51             | 4,71             | 5,40             | 4,5           |
| минус 40  | 100              | 68               | 90               | 88            |
| минус 50  | 253              | 160              | 217              | 200           |
| минус 60  | 842              | 485              | 639              | 544           |
| Температура застывания, °С  | минус 80         | минус 80         | минус 80         | минус 72      |
| Температура вспышки, °С   | 136              | 142              | 157              | 93 (96)       |
| Кислотное число, мг КОН/г   | 0,02             | 0,03             | 0,03             | 0,03          |
| Плотность при 20 °С   | 0,860            | 0,863            | 0,862            | 0,850         |

В качестве загущающих присадок исследованы полимеры винилбутилового эфира В-10, В-15 и В-20 (таблица 2).

Таблица 2

Свойства присадок В-10, В-15 и В-20

| Наименование показателя  | В-10  | В-15 | В-20  |
|--|-------|------|-------|
| Вязкость кинематическая при температуре 100 °С, мм <sup>2</sup> /с | 1808  | 2471 | 6159  |
| Загущающая способность 1 % раствора в основе АМГ-10                | 13,2  | 15,8 | 22,14 |
| Температура вспышки, °С  | 198   | 236  | 228   |
| Загущающая способность 1 % раствора в масле И-20                   | 10,38 | 12,1 | 16,38 |

Для гидравлических жидкостей, применяемых в гидросистемах отечественной военной авиационной техники, требования по кинематической вязкости составляют: при температуре 50°С – не менее 10 мм<sup>2</sup>/с, при минус 50°С – не более 1250 мм<sup>2</sup>/с (ГОСТ 6794-75 на масло АМГ-10) и при минус 60°С – не более 4200 мм<sup>2</sup>/с (ГОСТ 20734-75 на жидкость 7-50С-3).

С целью определения оптимальных концентраций загущающих присадок В-10, В-15 и В-20 в эфирах СинтолюксL-0270, СинтолюксL-0290 и СинтолюксL-0340 определены вязкость и загущающая способность (ЗС) присадок в эфирах при температуре 50°С. Наряду с присадками В-10 и В-15 для СинтолюксL-0270 определена загущающая способность новой полиметакрилатной присадки «Акрамакс» Российского производства [3,9] и для СинтолюксL-0290 – зарубежных полиалкилметакрилатных присадок Вископлекс 7-300, 7-610, 8-310 и 0-101.

Результаты определения вязкости представлены в таблице 3, загущающей способности – в таблице 4.

Таблица 3

Результаты определения вязкости

| Базовая основа        | Загущающая присадка | Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при содержании присадки, % мас |      |      |       |       |
|-----------------------|---------------------|--|------|------|-------|-------|
|                       |                     | 0 %  | 5 %  | 10 % | 12 %  | 15 %  |
| При температуре 50 °С |                     |  |      |      |       |       |
| Синтолюкс L<br>0270   | В-10                | 2,29   | 4,41 | 7,62 | 9,73  | 13,4  |
|                       | В-15                | 2,29   | 4,51 | 7,88 | 10,09 | 14,49 |
|                       | Акрамакс            | 2,29   | 4,39 | 7,74 | 9,84  | 13,95 |
| Синтолюкс L<br>0290   | В-10                | 2,41   | 4,45 | 7,88 | 9,59  | 12,6  |
|                       | В-15                | 2,41   | 4,62 | 8,13 | 10,05 | 13,4  |
|                       | В-20                | 2,41   | 5,92 | 8,97 | 11,56 | -     |

| Базовая основа   | Загущающая присадка | Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при содержании присадки, % мас |      |       |       |       |
|------------------|---------------------|--|------|-------|-------|-------|
|                  |                     | 0 %  | 5 %  | 10 %  | 12 %  | 15 %  |
| Синтолюкс L 0340 | В-10                | 2,74   | 5,11 | 8,82  | 10,82 | 14,42 |
|                  | В-15                | 2,74   | 5,4  | 9,24  | 11,42 | 15,51 |
|                  | В-20                | 2,74   | 6,62 | 10,37 | 13,06 | -     |
| Синтолюкс L 0290 | Вископлекс 7-300    | 2,41   | 4,16 | 6,8   | 8,25  | 10,57 |
|                  | Вископлекс 7-610    | 2,41   | 4,42 | 7,41  | 9,52  | 14,1  |
|                  | Вископлекс 8-310    | 2,41   | 4,35 | 7,32  | 9,27  | 12,7  |
|                  | Вископлекс 0-101    | 2,41   | 4,48 | 8,1   | 10,34 | 15,06 |

Расчет загущающей способности присадок в эфирах Синтолюкс проводили по значениям вязкости таблица 3 и формуле:

$$ЗС = \frac{v_3 - v_0}{v_3} \cdot 100, \text{ где:}$$

ЗС – загущающая способность присадки, %;

$v_0$  – вязкость эфира, мм<sup>2</sup>/с;

$v_3$  – вязкость загущенного эфира (базовой основы), мм<sup>2</sup>/с;

Таблица 4

Загущающая способность присадок в эфирах Синтолюкс

| Базовая основа   | Загущающая присадка | Загущающая способность (ЗС) при 50°С, %, при содержании присадки, % мас |      |      |      |
|------------------|---------------------|---|------|------|------|
|                  |                     | 5 %   | 10 % | 12 % | 15 % |
| Синтолюкс L 0270 | В-10                | 48  | 69,9 | 76,4 | 82,9 |
|                  | В-15                | 49,2  | 70,9 | 77,3 | 84,1 |
|                  | Акрамакс            | 47,8  | 70,4 | 76,7 | 83,5 |
| Синтолюкс L 0290 | В-10                | 45,8  | 69,4 | 74,8 | 80,8 |
|                  | В-15                | 47,8  | 71,3 | 77   | 82   |
|                  | В-20                | 59  | 79   |      |      |
| Синтолюкс L 0340 | В-10                | 46,3  | 68,9 | 74,6 | 80,9 |
|                  | В-15                | 49,2  | 70,3 | 76   | 82,3 |
|                  | В-20                | 57  | 78   |      |      |
| Синтолюкс L 0290 | Вископлекс 7-300    | 42,1  | 64,6 | 70,8 | 77,2 |
|                  | Вископлекс 7-610    | 45,5  | 67,5 | 74,7 | 83   |
|                  | Вископлекс 8-310    | 44,6  | 67,1 | 74   | 81   |
|                  | Вископлекс 0-101    | 46,2  | 70,1 | 76,7 | 84   |

По полученным результатам определены требуемые концентрации исследованных загущающих присадок в базовых основах, обеспечивающие вязкости при температуре 50°С – не менее 10 мм<sup>2</sup>/с, приготовлены образцы загущенных базовых основ и определены вязкости этих образцов при температуре минус 50°С. Заданным требованиям (вязкость при 50°С – не менее 10 мм<sup>2</sup>/с, при минус 50°С – не более 1250

мм<sup>2</sup>/с) соответствуют следующие образцы загущенных эфиров Синтолюкс (таблица 5).

Таблица 5

Образцы загущенных эфиров Синтолюкс, соответствующие требованиям по вязкости

| № п/п | Эфир с загущающей присадкой                 | Вязкость при 50°С<br>(требования: не менее<br>10 мм <sup>2</sup> /с) | Вязкость при минус 50°С<br>(требования: не более 1250<br>мм <sup>2</sup> /с) |
|-------|---|--|--|
| 1     | Синтолюкс L 0290<br>+ 13 % В-10             | 10,3   | 1150   |
| 2     | Синтолюкс L 0290<br>+ 10 % В-20             | 11,56  | 1182   |
| 3     | Синтолюкс L 0340<br>+ 8 % В-20              | 10,37  | 1180   |
| 4     | Синтолюкс L 0290<br>+ 14 % Вископлекс 7-300 | 10,4   | 830  |
| 5     | Синтолюкс L 0290<br>+ 11 % Вископлекс 8-310 | 10,01  | 1165   |
| 6     | Синтолюкс L 0290<br>+ 10 % Вископлекс 0-101 | 10,35  | 1087   |

Для остальных сочетаний эфиров Синтолюкс с исследованными присадками не представляется возможным получить вязкость меньше 1250 мм<sup>2</sup>/с при вязкости не менее 10 мм<sup>2</sup>/с при температуре 50°С.

По полученным результатам наиболее предпочтительной загущенной базовой основой является Синтолюкс L 0290, которая была выбрана для проработки оптимального состава гидравлического масла.

Определены вязкостно-температурные характеристики и устойчивость к механической деструкции базовых основ, соответствующих требованиям по вязкости. Результаты представлены в таблице 6 в сравнении с АМГ-10.

Таблица 6

Вязкостно-температурные характеристики и устойчивость к механической деструкции образцов базовых основ в сравнении с АМГ-10

| Образец                                     | Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при температуре, °С |                 |                |                  |                  | Стабильность вязкости после испытания на УЗДН в течение 50 мин, % |
|---|--|-----------------|----------------|------------------|------------------|---|
|   | 125  | 100             | 50             | - 50             | - 60             |   |
| Синтолюкс L 0290<br>+ 13 % В-10             | 3,77   | 4,85            | 10,3           | 1150             | 3480             | 14,1  |
| Синтолюкс L 0290<br>+ 10 % В-20             | 3,89   | 4,97            | 11,56          | 1182             | 3515             | 16,5  |
| Синтолюкс L 0340<br>+ 8 % В-20              | 3,78   | 5,06            | 10,37          | 1180             | 3840             | 15,6  |
| Синтолюкс L 0290<br>+ 11 % Вископлекс 8-310 | 3,81   | 5,03            | 10,01          | 1165             | 3780             | 10,2  |
| АМГ-10                                      | не менее<br>3,3  | Не менее<br>4,4 | не менее<br>10 | не более<br>1250 | не более<br>4100 | не более 42   |

Все испытанные образцы базовых основ по устойчивости к механической деструкции значительно лучше масла АМГ-10.

Для определения эффективности противоизносной присадки с эфиром Синтолюкс L 0290 исследованы противоизносные свойства Синтолюкс L 0290 с 13% В-10 в зависимости от содержания присадки ТКФ (трикрезилфосфат). Испытания проводили на ЧШМ по методу ГОСТ 9490 при комнатной температуре, нагрузке 196 Н в течение 1 часа. Результаты в таблице 7.

Таблица 7

## Противоизносные свойства Синтолюкс L 0290 с ТКФ

| Базовая основа                  | Диаметр пятна износа, мм, при содержании ТКФ, % мас |      |      |      |      |
|---------------------------------|---|------|------|------|------|
|                                 | 0,5   | 0,75 | 1,0  | 1,75 | 2,0  |
| Синтолюкс L 0290<br>с 13 % В-10 | 0,76  | 0,69 | 0,67 | 0,53 | 0,49 |

Для масла АМГ-10 требования по данному показателю – не более 0,6 мм (ГОСТ 6794). Для испытанного образца значения диаметра пятна износа не более 0,6 мм достигаются при содержании ТКФ не менее 1,4 %.

Сложные эфиры обладают большей агрессивностью к уплотнительным резинам по сравнению с минеральными и синтетическими углеводородами. Для сравнительной оценки были проведены испытания резины УИМ-1 в Синтолюкс L 0290 и ПАО-4, а также в их смеси по методу ГОСТ 9.030, метод А (72 ч., 70°C). Результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8

## Результаты испытаний резины УИМ-1

| Компонентный состав базовой основы | Соотношение компонентов (L 0290/ПАО-4) | Изменение массы резины УИМ-1, % масс |
|------------------------------------|--|--------------------------------------|
| Синтолюкс L 0290                   | 100/0                                  | 11,9                                 |
| Синтолюкс L 0290 + ПАО-4           | 85/15                                  | 8,9                                  |
|                                    | 70/30                                  | 7,6                                  |
|                                    | 50/50                                  | 4,7                                  |
|                                    | 10/90                                  | 3,5                                  |
| ПАО-4                              | 100/0                                  | -1,1                                 |
| АМГ-10                             |  | 5,6                                  |
| МГЕ-10А                            |  | 5,5 – 7,5 *                          |

\* Норма по ТУ 38 40158-337-2003 Масла гидравлические МГЕ-4А и МГЕ-10А

Изменение массы резины при испытании в Синтолюкс L 0290 значительно выше, чем в маслах АМГ-10 и МГЕ-10А на основе минеральных углеводородов и в ПАО-4. При увеличении содержания в смеси ПАО-4 наблюдается существенное уменьшение изменения массы резин (рисунок 11). Значения по этому показателю, характерные для масел АМГ-10 и МГЕ-10А, наблюдаются при содержании ПАО-4 в смеси с Синтолюкс L 0290 в пределах 35–50 %. Следовательно, использовать сложные эфиры типа Синтолюкс для базовой основы гидравлической жидкости с выполнением требований по допустимому воздействию на резины и температурой вспышки паров не ниже 150°C можно только в сочетании с полиальфаолефинами. Допустимое соотношение эфиров Синтолюкс и ПАО в базовой основе и содержание загущающей присадки будет зависеть от получаемых вязкостно-температурных характеристик.

По результатам проведенных исследований были определены компонентные составы опытных образцов для дальнейших испытаний и приготовлены образцы гидравлических жидкостей с различным соотношением Синтолюкс L 0290 и ПАО в базовых основах (в пределах 33–43 %, соотношение Синтолюкс L 0290 к ПАО-2 или к ПАО-4 от 50/50 до 85/15 ) и с различными загущающими присадками (таблица 9).

Таблица 9

Компонентный состав опытных образцов гидрожидкостей

| № п/п | Наименование компонента               | Содержание компонента, % масс |                     |                     |                     |
|-------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
|       |                                       | Опытный образец № 1           | Опытный образец № 2 | Опытный образец № 3 | Опытный образец № 4 |
| 1     | Фенил- $\alpha$ -нафтиламин           | 0,3                           | 0,3                 | 0,32                | 0,35                |
| 2     | Трикрезилфосфат                       | 1,75                          | 1,75                | 2,0                 | 2,0                 |
| 3     | Синтолюкс L 0290                      | 48,97                         | 65,59               | 76,49               | 42,3                |
| 6     | ПАО-4 (Дурасин 164)                   | -                             | 21,86               | 12,79               | -                   |
| 7     | ПАО-2 (Дурасин 162)                   | 33,98                         | -                   | -                   | 42,35               |
| 8     | В-20 (полимер винил бутилового эфира) | -                             | -                   | 8,4                 | -                   |
| 9     | Вископлекс 0-101                      | 6,0                           | 5,25                | -                   | -                   |
| 10    | Вископлекс 7-610                      | -                             | 5,25                | -                   | -                   |
| 11    | Вископлекс 7-300                      | 9,0                           | -                   | -                   | -                   |
| 12    | Вископлекс 8-310                      | -                             | -                   | -                   | 13,0                |

Примечание:

Опытный образец № 1 – соотношение Синтолюкс L 0290/ПАО-2 = 60/40

Опытный образец № 2 – соотношение Синтолюкс L 0290/ПАО-4 = 75/25

Опытный образец № 3 – соотношение Синтолюкс L 0290/ПАО-4 = 85/15

Опытный образец № 4 – соотношение Синтолюкс L 0290/ПАО-2 = 50/50

Объем испытаний включал определение физико-химических показателей, термоокислительной стабильности и коррозионной активности, гидролитической устойчивости, устойчивости к механической деструкции, противоизносных, пенообразующих свойств (таблица 10).

При эксплуатации самолетов и вертолетов в соответствии с технической документацией на изделия допускается уменьшение вязкости гидравлической жидкости при 50°С не ниже 7 мм<sup>2</sup>/с или не ниже 8 мм<sup>2</sup>/с в зависимости от типа изделия. Это ограничение фактически определяет ресурс работы в изделиях гидравлических жидкостей с загущающими полимерными присадками. Для определения прогнозируемого ресурса опытных образцов сравнительно с гидравлическим маслом АМГ-10 и опытным маслом АСГИМ [8, 10] исследована кинетика уменьшения вязкости опытных образцов при испытаниях на ультразвуковой установке УЗДН (таблица 11).

Таблица 10

## Характеристики опытных образцов ГЖ на основе эфиров Синтолукс в сравнении с АМГ-10 и АСГИМ

| Наименование показателей |   | Опытный образец № 1            | Опытный образец № 2            | Опытный образец № 3            | Опытный образец № 4            | АМГ-10  | АСГИМ  | Метод испытания     |
|--------------------------|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|--|---------------------|
| 1                        | Внешний вид   | Прозрачная однородная жидкость красного цвета | Прозрачная однородная жидкость синевато-зеленоватого цвета | По п. 3.2 ГОСТ 6794 |
| 2                        | Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с:                                  |                                |                                |                                |                                |   |  | ГОСТ 33             |
|                          | при 150°С;  | 3,58                           | 3,52                           | 2,57                           | 3,02                           | не менее 2,5                                  | 2,2  |                     |
|                          | при 125°С;  | 3,36                           | 3,15                           | 3,35                           | 3,38                           | не менее 3,3                                  | 2,89   |                     |
|                          | при 50°С;   | 10,2                           | 10,05                          | 10,07                          | 10,02                          | не менее 10                                   | 9,0  |                     |
|                          | при минус 50°С  | 1280                           | 1248                           | 1597                           | 1230                           | не более 1250                                 | 1098   |                     |
|                          | при минус 60 °С   | 4062                           | 3279                           | 4726                           | 3260                           | не более 4100                                 | 3591   |                     |
| 3                        | Кислотное число, мг КОН на 1 г  | 0,001                          | 0,001                          | 0,013                          | 0,001                          | не более 0,03                                 | 0,01   | ГОСТ 5985           |
| 4                        | Термоокислительная стабильность и коррозионная активность при 125°С, 100 час: |                                |                                |                                |                                | при 125°С в течение 100 часов                 | при 125°С в течение 100 часов                              | ГОСТ 20944          |
|                          | - кинематическая вязкость после окисления при 50°С, мм <sup>2</sup> /с;       | 10,31                          | 10,35                          | 10,39                          | 10,32                          | не менее 9,5                                  | 9,03   |                     |

|    |  |          |          |          |          |   |  |                               |
|----|--|----------|----------|----------|----------|---|--|-------------------------------|
|    | - кислотное число, мг КОН на 1 г;  | 0,04     | 0,05     | 0,05     | 0,042    | не более<br>0,15                          | 0,015  |                               |
|    | - весовой показатель коррозии,<br>мг/см <sup>2</sup> ;   |          |          |          |          | не более<br>± 0,1 для<br>всех<br>металлов | соответству<br>ет<br>не более<br>± 0,1 для<br>всех<br>металлов |                               |
|    | магнийсвй сплав МЛ-5;  | +0,01    | -0,06    | -0,03    | -0,02    |   |  |                               |
|    | сталь 30ХГСА;  | +0,04    | +0,01    | 0,0      | 0,0      |   |  |                               |
|    | медь М-1;  | +0,06    | +0,08    | +0,03    | +0,01    |   |  |                               |
|    | алюминиевый сплав Д-16   | 0,00     | +0,01    | -0,01    | -0,01    |   |  |                               |
| 5  | Температура вспышки, определяемая в<br>открытом тигле, °С  | 155      | 152      | 152      | 155      | не ниже 93                                | 154  | ГОСТ 4333                     |
| 6  | Температура застывания, °С   | минус 72 | минус 78 | минус 78 | минус 66 | не выше<br>минус 70                       | минус 65   | ГОСТ 20287                    |
| 7  | Устойчивость к механической<br>деструкции (стабильность вязкости) на<br>ультразвуковой установке УЗДН,<br>уменьшение вязкости в течение 50 мин,<br>% | 16,51    | 15,58    | 12,65    | 8,2      | не более 42                               | 21   | По п. 3.6<br>ГОСТ 6794        |
| 8  | Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>  | 0,855    | 0,865    | 0,862    | 0,846    | не более<br>0,850                         | 0,825 –<br>0,840   | ГОСТ 3900                     |
| 9  | Трибологические характеристики на<br>четырёхшариковой машине:<br>диаметр пятна износа (Ди) при<br>нагрузке 196 Н (20 кгс), в течение 1 ч,<br>мм:     |          |          |          |          |   |  | ГОСТ 9490                     |
|    | при температуре (20±5)°С   | 0,36     | 0,53     | 0,49     | 0,44     | не более 0,6                              | 0,46   |                               |
|    | при температуре (100±5)°С  | 0,49     |          |          | 0,54     | не более 0,8                              | 0,6  |                               |
| 10 | Гидролитическая устойчивость (при<br>температуре 95±1°С, 48 ч):  |          |          |          |          |   |  | Квалификац<br>ионный<br>метод |
|    | - изменение кислотного числа, мг<br>КОН/г  | + 0,03   | + 0,01   | + 0,02   | + 0,04   | не более<br>+0,02                         | + 0,002  |                               |

|    |  |             |             |             |             |                |                |            |
|----|--|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|----------------|------------|
|    | - реакция водного слоя по индикатору   | нейтральная | нейтральная | нейтральная | нейтральная | нейтральная    | слабо щелочная |            |
|    | - показатель коррозии меди М-1, мг/см <sup>2</sup>                           | + 0,02      | + 0,01      | - 0,01      | - 0,02      | не более ± 0,1 | 0              |            |
|    | - изменение вязкости при 50°С, %   | - 3,7       | - 1,9       | - 2,4       | - 2,7       | не более ±5    | 0              |            |
| 11 | Воздействие на уплотнительные резины (72 ч, 70°С), изменение массы резины, % |             |             |             |             |                |                | ГОСТ 9.030 |
|    | УИМ-1  | 8,1         | 9,09        | 9,8         | 6,88        |                |                |            |
|    | В-14-1Б  | 9,6         |             | 14,82       | 7,4         |                |                |            |
| 12 | Пенообразующие свойства  |             |             |             |             |                |                | ASTMD 892  |
|    | - объем пены, см <sup>3</sup>  |             |             |             |             |                |                |            |
|    | при 24 °С  | 50          | 50          | 50          | 40          | 60             | 75             |            |
|    | при 94 °С  | 40          | 40          | 40          | 40          | 40             |                |            |
|    | После испытания при 94°С:  |             |             |             |             |                |                |            |
|    | - объем пены, см <sup>3</sup>  |             |             |             |             |                |                |            |
|    | при 24 °С  | 50          | 50          | 50          | 40          | 50             |                |            |

Таблица 11

## Изменение вязкости гидравлических жидкостей при испытании на УЗДН

| Наименование жидкости | Кинематическая вязкость при 50°С, мм <sup>2</sup> /с, после испытания на УЗДН за время, мин |      |      |      |      | Время уменьшения вязкости при 50°С, мин, до: |                      |
|-----------------------|---|------|------|------|------|--|----------------------|
|                       | 0   | 15   | 30   | 50   | 90   | 8 мм <sup>2</sup> /с                         | 7 мм <sup>2</sup> /с |
| Образец 1             | 10,02   | 9,3  | 8,74 | 8,22 | 7,64 | 66   | более 90             |
| Образец 2             | 10,05   | 9,35 | 8,89 | 8,48 | 7,95 | 86   | более 90             |
| Образец 3             | 10,04   | 9,5  | 9,1  | 8,74 | 8,36 | более 90                                     | более 90             |
| Образец 4             | 10,1  | 9,71 | 9,47 | 9,25 | 8,92 | более 90                                     | более 90             |
| АМГ-10                | 10,01   | 8,5  | 7,7  | 6,92 | 6,2  | 25   | 52                   |
| По RU 2452768         | 9,0   | 8,09 | 7,55 | 7,1  | 6,58 | 18   | 60                   |

Таким образом, исследованы физико-химические и технических свойств опытных образцов разработанного гидравлического масла. По результатам испытаний опытные образцы соответствуют требованиям к маслу АМГ-10, превосходят АМГ-10 по температуре вспышки (152 – 155°С вместо 93°С) и по устойчивости к механической деструкции (относительное уменьшение вязкости 8,2 – 16,5 % вместо 42 % по норме для АМГ-10, прогнозируемый ресурс работы по времени уменьшения вязкости до 8 мм<sup>2</sup>/с в 2,5 – 3,5 раза выше (таблица 11).

Опытные образцы гидравлической жидкости по всем показателям не уступают маслу АСГИМ и превосходят его по вязкости в области высоких температур (50 - 150°С) и по устойчивости к механической деструкции (относительное уменьшение вязкости 8,2 – 16,5 % вместо 21 % для АСГИМ, прогнозируемый ресурс работы по времени уменьшения вязкости до 8 и 7 мм<sup>2</sup>/с в 1,5 – 2 раза выше (таблица 11).

### Литература

- 1 ГОСТ РВ 50920-2005 Топлива, масла, смазки и специальные жидкости.
- 2 Межведомственная комиссия по допуску к производству и применению топлив, масел, смазок и специальных жидкостей. Техническое заключение (допуск) по производству и применению № 2824/809 от 23 ноября 2004 г. Жидкость HYDRAUNYCOIL FH 51.
- 3 ТУ 0257-049-55856863-2006 Присадка полиметакрилатная марки «Акрамакс».
- 4 ISO 3448 Industrial liquid lubricants - ISO viscosity classification.

- 5 ISO 6743-4 Lubricants, industrial oils and related products (class L) - Classification - Part 4: Family H (Hydraulic systems).
- 6 Mobil EAL Hydraulic Oil 32 и 46, ExxonMobil Lubricants & Specialties Europe, подразделение ExxonMobil Petroleum & Chemicals BVBA.
- 7 [Гидравлические масла](#) ShellNaturelleFluid, [каталог продуктов](#), Компания «ГСойл».

#### **Авторефераты**

- 8 Отчет по результатам квалификационных испытаний гидравлического масла АСГИМ, ФГУП ГосНИИГА, 2011.

#### **Монографии**

- 9 Мойкин А. А., Валешня Т. А., Миронычева Ю. Л. Акрамакс – новая загущающая присадка с депрессорными свойствами для гидравлических масел. Академия прикладных исследований. II Международная научно-техническая конференция «Теория и практика повышения качества и рационального использования масел, смазочных материалов и технических жидкостей».

#### **Патент**

- 10 Смазочная композиция синтетического гидравлического масла с повышенной пожаробезопасностью для авиационной техники. Патент РФ RU 2452768 C1.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РУСЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ  
ПРИ ВЫБОРЕ МЕСТА СТВОРА ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА  
(INVESTIGATION OF CHANNEL PROCESSES FOR CONSTRUCTION  
OF UNDERWATER CROSSINGS)**

Шишук М.А.

(научный руководитель профессор Васильев Г.Г.)  
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время трубопроводный транспорт является основным средством доставки газа, нефти и нефтепродуктов от мест добычи, очистки и переработки до мест потребления. Многолетний отечественный опыт сооружения и эксплуатации трубопроводов в различных природно-климатических условиях свидетельствует о значительном влиянии их на экосистему водоемов, которые пересекаются подводными переходами.

Для обеспечения надежности подводного перехода при проектировании трубопровода, исходя из территориального расположения трассы, сезонности строительства и экологических особенностей районов необходимо обеспечить правильный выбор места створа подводного перехода и провести качественное исследование характеристик реки, влияющих на работу трубопровода в будущем.

В работе предлагается модель для определения параметров потока при выборе оптимального места створа подводного перехода. С этой целью разработана классификация русловых процессов.

Морфологический анализ включает в себя следующие этапы:

- Вид на плане: волнистость, радиус кривизны, ширина канала, ширина ленты меандрирования, отношение ширины ленты меандрирования к ширине канала;
- Размеры (поперечное сечение): ширина канала, глубина канала ширина подверженная наводнениям, отношение ширины к глубине, вид грунта;
- Профиль (продольное сечение): наклон поверхности воды к берегу, величина уклона глубокой части русла реки от истока до устья, определение границ оврагов, бассейнов, канав, потоков.

Классификация русловых процессов учитывает качественные и количественные характеристики русловых процессов, особенности поведения рек в различных природно-климатических условиях и свойства различных типов грунтов, залегающих на дне водоемов.

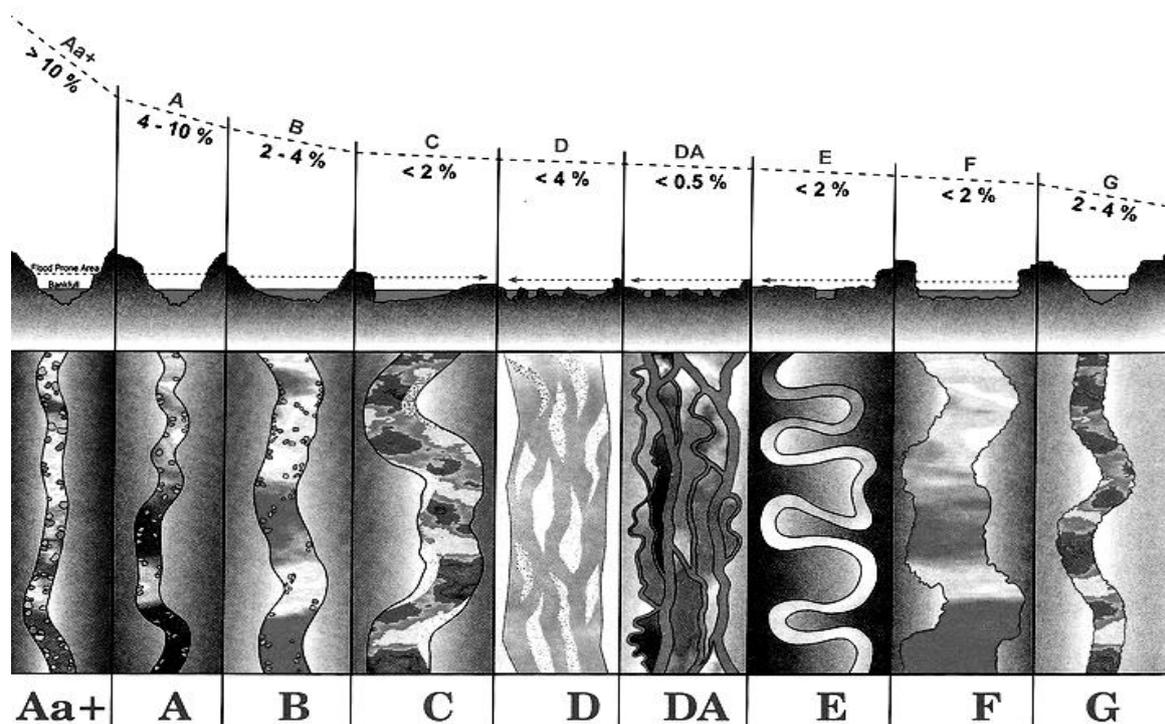


Рисунок 9. Классификация русловых процессов. Продольный профиль, сечение, план.

Чтобы формализовать гидрологические и геологические характеристики реки, такие как: крутые наклонные ручьи, имеющие высокую скорость течения потока и перемещения обломков породы и большое количество водопадов и бассейнов, сложенные из грунтов различных размеров: скальная порода, валуны, булыжники, гравий, песок, ил, глина (A1-A6), реки с умеренным наклоном, включающие редкие канавки и бассейны (B1-B6), извилистые каналы с малым уклоном и большим количеством зон меандрирования (C1-C6), плетеные каналы с низким малым уклоном, широкой поймой и большим количеством болот (D, DA), извилистые, покрытые растительностью каналы, содержащие прямолинейные участки (E3-E6), сравнительно широкие и неглубокие каналы с укоренившимся меандрированием и невысоким рельефом склона (F1-F6), каналы с резаным оврагом и небольшим уклоном реки (G1-G6), в классификации используются представленные выше цифровые и буквенные символы.

Классификация рек предусматривает, что многие из них не будут вписываться в конкретный тип, поскольку некоторые реки претерпевают изменения во время сооружения подводного перехода. Таким образом, некоторые типы потоков могут быть указаны с помощью двух букв, в то время как другие могут быть указаны с помощью двух цифр, первая указывает на происхождение, вторая - на тенденцию.

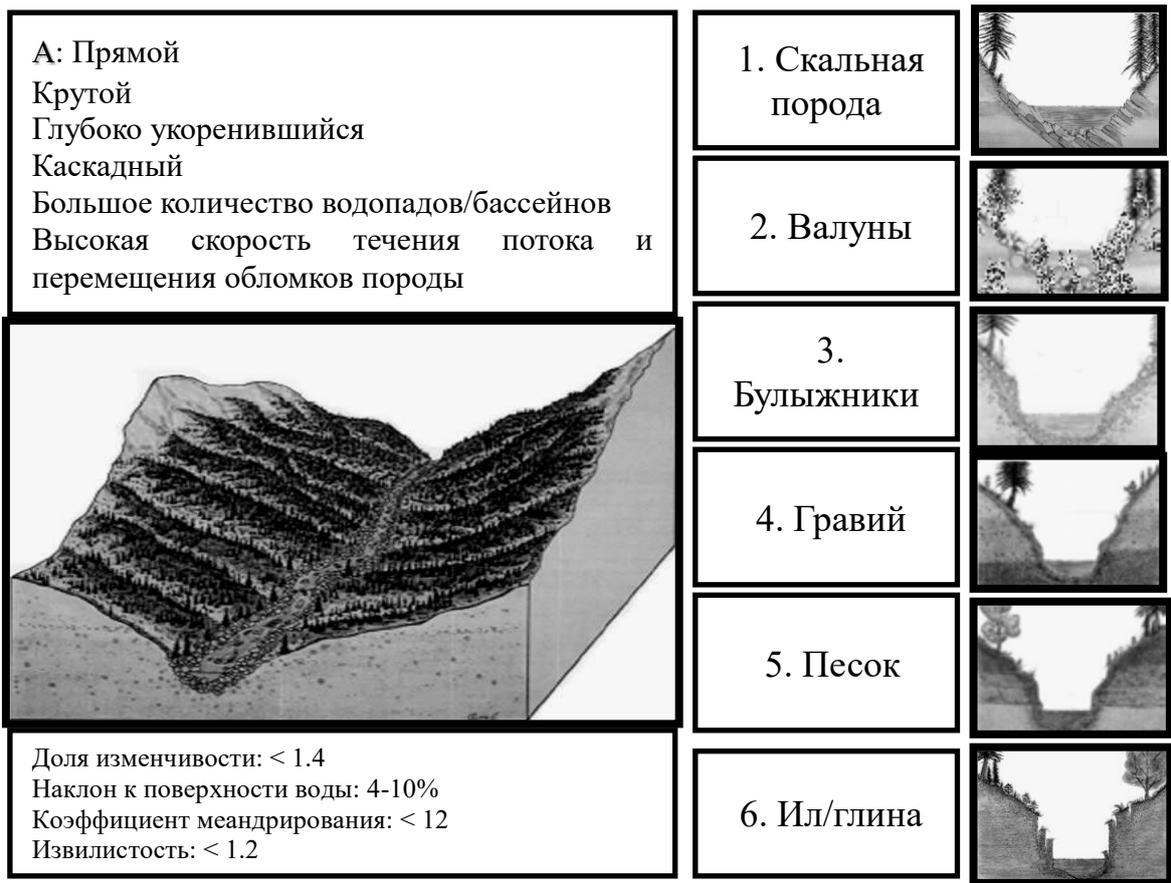


Рисунок 10. Характеристика руслового процесса А. Породы канала.

При выборе места створа подводного перехода следует принимать наиболее благоприятный по режиму русловых и береговых деформаций вариант, обеспечивающий наилучшие условия строительства и эксплуатации перехода.

Следовательно, можно представить оптимальное место створа подводного перехода, как функцию, зависящую от различных параметров.

$$y = f(x, z, \dots)$$

Представленные таблицы (таблица 1, таблица 2) характеризуют каждый русловой процесс в отдельности и их влияние на надежность расположения створа подводного перехода. Все параметры, представленные в таблице, имеют предпочтительное значение. Соответствие параметру определяется по цветовому индикатору: светлый - параметр наиболее присущ данному русловому процессу, темный - параметр наименее присущ данному русловому процессу.

Таблица 1. Характеристики русловых процессов.

| Предпочтительные параметры   | Aa | A | B | C | D | DA | E | F | G |
|--|----|---|---|---|---|----|---|---|---|
| Малая ширина водоема при среднем уровне воды                       |    |   |   |   |   |    |   |   |   |
| Отсутствие оползневых и просадочных явлений на береговых склонах   |    |   |   |   |   |    |   |   |   |
| Малая скорость потока и перемещения мусора                         |    |   |   |   |   |    |   |   |   |
| Прямолинейность участков рек                                       |    |   |   |   |   |    |   |   |   |
| Минимальное количество зон меандрирования с многорукавностью русел |    |   |   |   |   |    |   |   |   |
| Отсутствие стариц, болот и озер                                    |    |   |   |   |   |    |   |   |   |

Таблица 2. Характеристики породы канала.

| Положительные параметры выбора                | Скальная порода | Валуны | Булыжники | Гравий | Песок | Ил/глина |
|---|-----------------|--------|-----------|--------|-------|----------|
| Отсутствие вдольбереговых перемещений наносов |                 |        |           |        |       |          |
| Минимальное наличие скальных пород            |                 |        |           |        |       |          |
| Отсутствие вспучиваний и просадочных явлений  |                 |        |           |        |       |          |

Основным критерием выбора места створа подводного перехода является стабильность конкретного руслового процесса относительно проектных параметров подводного перехода и наиболее благоприятные

условия для строительства и эксплуатации трубопровода с учетом метода прокладки.

По данным таблицы можно сделать вывод, что тип руслового процесса Е и канал, сформированный булыжником и гравием, являются наиболее стабильными относительно выбора места створа подводного перехода.

Рассмотрим данную модель на примере реки Большая Пера, Амурская область.

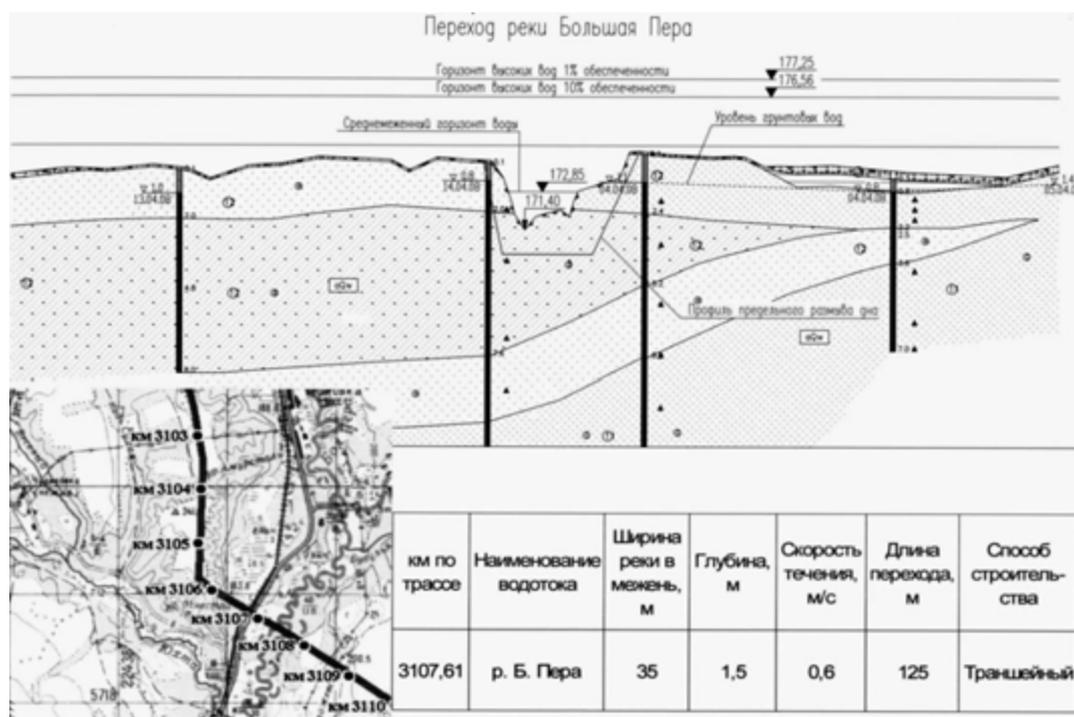


Рисунок 11. Подводный переход через реку Большая Пера. Трасса трубопровода и профиль перехода.

Река характеризуется узким руслом и небольшой глубиной, извилистым каналом, содержащим прямолинейные участки, малой скоростью потока и устойчивым берегом. Материал породы русла преимущественно гравий.

На основании этого можно сделать вывод, что река Большая Пера относится к типу руслового процесса Е4, и считается наиболее стабильной относительно выбора места створа перехода трубопровода.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МНОГОСТВОЛЬНЫХ  
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН  
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ  
(MULTILATERAL DIRECTIONAL WELLS DESIGN ON WEST  
SIBERIA OILFIELDS)**

Щербаков А.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в  
г. Тюмени

Опыт строительства многоствольной скважины на Когалымском месторождении показал необходимость увеличить требования к проектированию профиля скважины для успешного завершения строительства и безаварийной проводки в интервалах глинисто-аргиллитовых пород.

В данной работе предлагается один из методов проектирования профиля многоствольной наклонно-направленной скважины для снижения рисков возможных осложнений за счет определения точки (места) зарезки бокового ствола.

Проектирование профиля основного ствола заключается в определении необходимых параметров: глубины и отклонения ствола скважины от вертикали; длины вертикального участка; значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования и на проектной глубине; глубины точки разветвления (точки зарезки).

Основными требованиями, предъявляемыми к профилю основного ствола скважины, являются:

- обеспечение безаварийной и качественной проводки при минимальных затратах времени и средств;
- обеспечение установки электропогружных центробежных насосов (ЭЦН) в добывающих скважинах на максимально возможной глубине в интервалах стабилизации кривизны;
- уменьшение сил сопротивления в скважине;
- снижение интервала набора кривизны и ограничение интенсивности набора до  $2,0^{\circ}/10$  м по пространственному углу.

Профиль бокового ствола должен удовлетворять следующим основным требованиям:

- точка зарезки бокового ствола выбирается в устойчивой части разреза;
- интенсивность искривления ствола скважины выбирается такой, при которой обеспечиваются минимально возможные сопротивления;
- возможность вращения бурильной колонны в процессе бурения с сохранением прочностных характеристик;
- осуществление спуска колонны или «хвостовика» за один прием.

Выбор четырехинтервального профиля основного ствола, включающий в себя интервалы - вертикальный, набора, стабилизации и падения параметров, и трехинтервального профиля бокового ствола, включающий в себя интервалы - набора, стабилизации и падения параметров, удовлетворяет отмеченным выше требованиям.

Определение точки зарезки бокового ствола для вышеуказанной геометрии скважины уточняется по глубине залегания интервалов устойчивых пород, по геофизическим данным пробуренных ранее скважин. В этом случае, подобный принцип проектирования не учитывает траекторию бокового ствола, что зачастую ведет к увеличению интенсивности его искривления, способствующему увеличению неустойчивости стенок скважины.

На примере двух многоствольных наклонно-направленных скважин, запланированных для проведения опытно-промышленных работ в 2014-2015 г. на Северо-Покачевском месторождении, проведем пробный расчет профиля с использованием программного комплекса Drilling Office (рисунок 1, 2).

Исходные данные: проектный горизонт ЮВ<sub>1</sub>, глубина кровли пласта в интервале 2736-2747 м, угол входа в пласт 15 гр., коэффициенты трения в колонне и открытом стволе – 0,25/0,35.

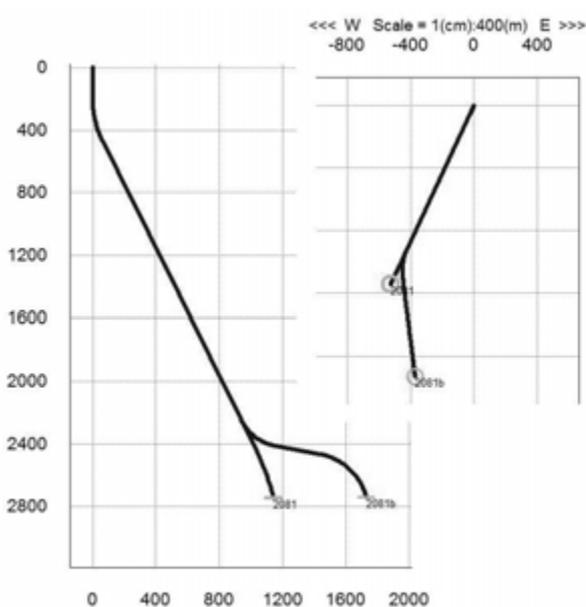


Рисунок 1 - Профиль многоствольной наклонно-направленной скважины №2081

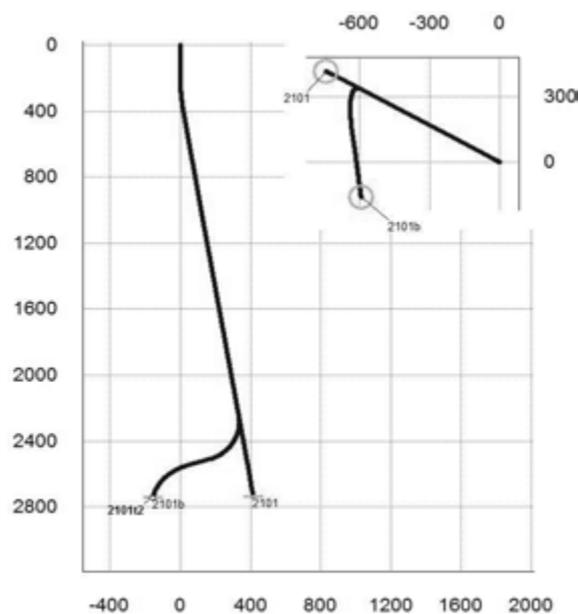


Рисунок 2 - Профиль многоствольной наклонно-направленной скважины №2101

Интервалы устойчивых пород для вырезки «окна» бокового ствола определены по данным геофизических исследований на глубинах 2249,2-2257,2 м и 2337,2-2354,2 м по вертикали, ввиду удаленности объектов, оптимальный выбор глубины точки зарезки составит 2250 м. Обобщенные

результаты расчетов профилей скважин 2081 и 2101 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов профилей

| № скважины                                     | Основной ствол                  |  |                  |                                | Боковой ствол                   |  |                  |                                |
|--|---------------------------------|--|------------------|--------------------------------|---------------------------------|--|------------------|--------------------------------|
|  | Максимальный зенитный угол, гр. | Максимальная интенсивность искривления гр./10м | Длина участка, м | Смещение на Т <sub>1</sub> , м | Максимальный зенитный угол, гр. | Максимальная интенсивность искривления гр./10м | Длина участка, м | Смещение на Т <sub>2</sub> , м |
| 2081   | 28,5                            | 1,0  | 3054,2           | 1259,4                         | $\frac{79,3}{287,2}^*$          | 2,0  | 996,0            | 1769,3                         |
| 2101   | 19,3                            | 1,0  | 2879,2           | 852,1                          | $\frac{73,1}{149,9}^*$          | 2,5  | 767,3            | 614,5                          |
| <b>Примечание:</b> * длина участка искривления |                                 |  |                  |                                |                                 |  |                  |                                |

Как видно из таблицы 1, профиль бокового ствола не удовлетворяет вышеуказанным требованиям, а именно, высокие значения зенитных углов для наклонно-направленного участка. В этом случае можно внести изменения в профиль бокового ствола, уменьшив глубину вырезки окна или изменив положение целей (точки входа в пласт). При этом изменение глубины точки зарезки в условиях сложного геологического разреза является довольно сложной задачей, обычно изменяют координаты положения целей. Это, в свою очередь, приводит к тому, что строительство таких сложных скважин противоречит первоначальным задачам.

Как один из вариантов решения данной проблемы предлагается методика проектирования профиля многоствольной наклонно-направленной скважины с учетом координат (смещения и азимута от устья) точки ответвления бокового ствола.

Координаты точки ответвления бокового ствола (Т<sub>3</sub>) можно рассчитать, если провести проекцию точек (устья, Т<sub>1</sub> и Т<sub>2</sub>) на горизонтальную плоскость, в результате получится треугольник, стороны которого прямые, проведенные от точек «устья» до Т<sub>1</sub> и Т<sub>2</sub> и соединяющие друг друга. В этом случае точка разветвления является центром окружности, вписанной в этот треугольник. Проекция многоствольной наклонно-направленной скважины, образующая в основании треугольник, изображена на рисунке 3.

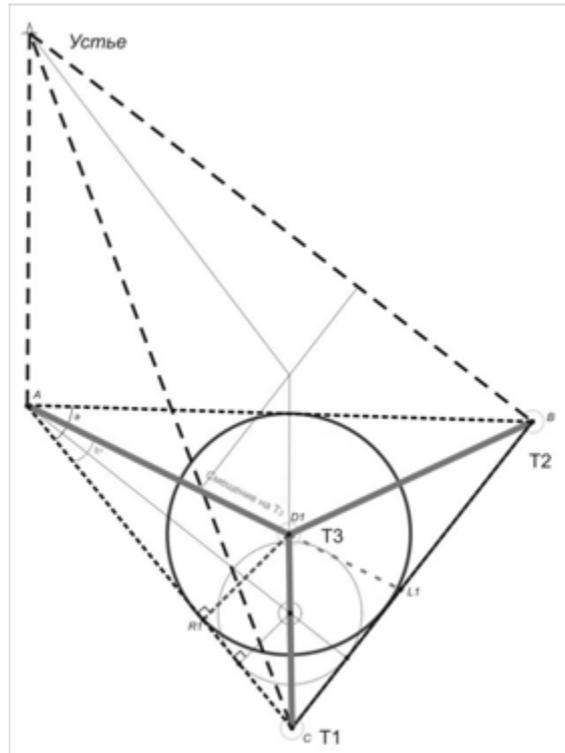


Рисунок 3 –Проекция многоствольной наклонно-направленной скважины

Через полупериметр треугольника  $p$  найдем радиус вписанной окружности:

$$p = (AB + BC + AC)/2 \quad (1)$$

Для этого необходимо найти длину отрезка  $BC$ , расстояние между целями  $T_1$  и  $T_2$ :

$$BC = \sqrt{AC^2 + AB^2 - |2ACAB\cos a|} \quad (2)$$

где  $AC$  – смещение на  $T_1$ , м;

$AB$  – смещение на  $T_2$ , м;

$a$  – разница азимута от устья на точку  $T_1$  и  $T_2$ , гр.

Центр вписанной окружности ( $D_1$ ) – точка пересечения биссектрис треугольника, радиус вписанной окружности  $D_1R_1$ :

$$D_1R_1 = \sqrt{\frac{(p-AC)(p-AB)(p-BC)}{p}} \quad (3)$$

Длина отрезка  $AD_1$ :

$$AD_1 = \frac{D_1R_1}{|\sin(b_1)|} \quad (4)$$

Так как отрезок  $AL_1$  является биссектрисой треугольника, то угол  $b_1$  равен:

$$b_1 = a/2 \quad (5)$$

Смещение ( $T_3$ ) рассчитывается по формулам (1-4), азимут ( $T_3$ ) равен «азимут ( $T_1$ ) минус угол  $b_1$ ». В случае, если угол  $a$  равен 180 гр., то расчет координат точки  $T_3$  не применим, ввиду нахождения траектории стволов в одной плоскости.

Опытным путем определено условие применения данной методики для случаев, где угол  $a \leq 60$  гр., то  $5 \text{ гр.} \leq b_1 \leq 15 \text{ гр.}$ , для этого необходимо провести несколько циклов расчетов с использованием формулы 6.

Длина отрезка  $AL_1$ :

$$AL_1 = \frac{2 \sqrt{ACABp(p-BC)}}{AB+AC} \quad (6)$$

Во всех остальных случаях ( $a \geq 60$  гр.) достаточно одного цикла расчетов и руководствуются интенсивностью искривления и длиной скважины, а также геологическим разрезом месторождения.

Расчеты профилей с учетом координат точки ответвления бокового ствола в сравнении с первоначальными профилями представлены на рисунках 4, 5. Обобщенные результаты расчетов скважин 2081 и 2101 - в таблице 2.

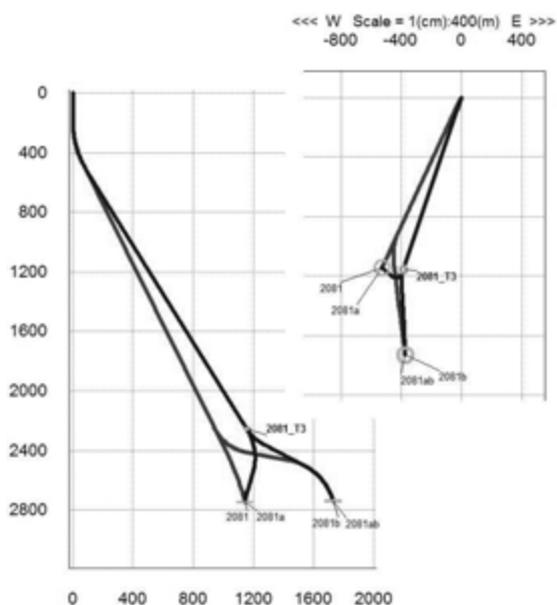


Рисунок 4 - Профиль многоствольной наклонно-направленной скважины №2081

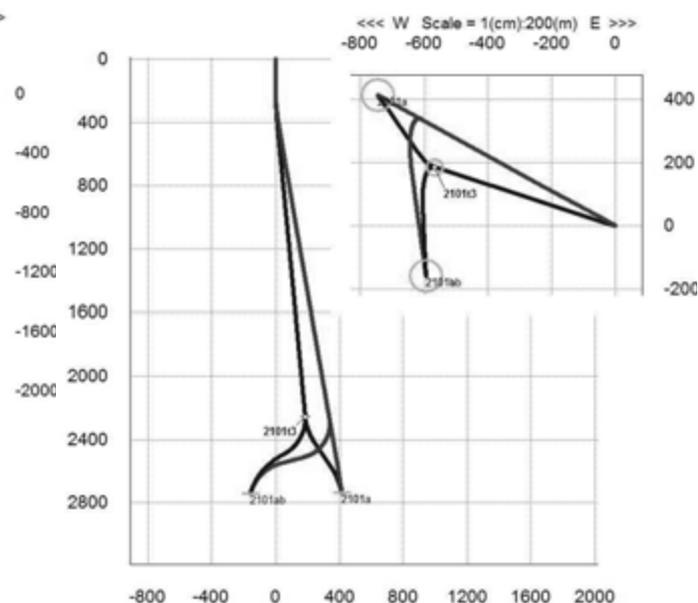


Рисунок 5 - Профиль многоствольной наклонно-направленной скважины №2101

Таблица 2 – Результаты расчетов профилей

| № скважины | Основной ствол                  |  |                  |                                | Боковой ствол                   |  |                  |                                |
|------------|---------------------------------|--|------------------|--------------------------------|---------------------------------|--|------------------|--------------------------------|
|            | Максимальный зенитный угол, гр. | Максимальная интенсивность искривления гр./10м | Длина участка, м | Смещение на T <sub>1</sub> , м | Максимальный зенитный угол, гр. | Максимальная интенсивность искривления гр./10м | Длина участка, м | Смещение на T <sub>2</sub> , м |
| 2081       | 28,5                            | 1,0  | 3054,2           | 1259,4                         | $\frac{79,3}{287,2^*}$          | 2,0  | 996,0            | 1769,3                         |
|            | 32,8                            | 1,5  | 3135,5           | 1259,4                         | $\frac{62,2}{303,0^*}$          | 2,0  | 783,4            | 1796,3                         |
| 2101       | 19,3                            | 1,0  | 2879,2           | 852,1                          | $\frac{73,1}{149,9^*}$          | 2,5  | 767,3            | 614,5                          |
|            | 38,9                            | 1,5  | 2910,6           | 852,1                          | $\frac{60,2}{39,2^*}$           | 2,3  | 633,7            | 614,5                          |

**Примечание:**\* длина участка искривления

Результаты расчетов показывают, что при проектировании профиля основного ствола скважины с учетом координат точки разветвления происходит снижение зенитного угла, пространственной интенсивности искривления и уменьшение общей длины профиля бокового ствола. При этом, пространственная интенсивность искривления основного ствола увеличивается в допустимых пределах.

Дополнительно все профили просчитывались с использованием программного обеспечения DrillNET для определения сил трения при различных режимах бурения, спуска колонны бурительных труб, а также имитации спуска обсадных колонн (рисунки 7-9).

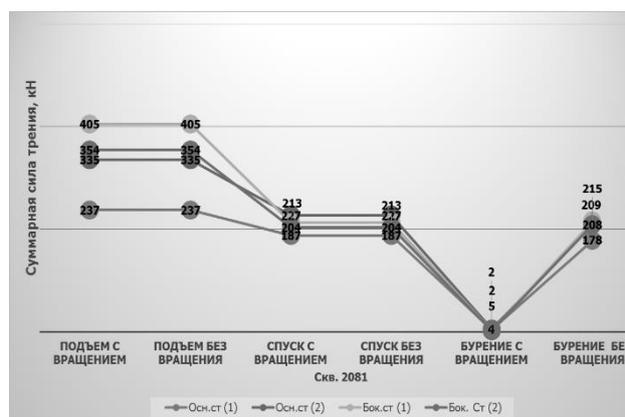


Рисунок 6 – Результаты расчетов бурения для скважины 2081

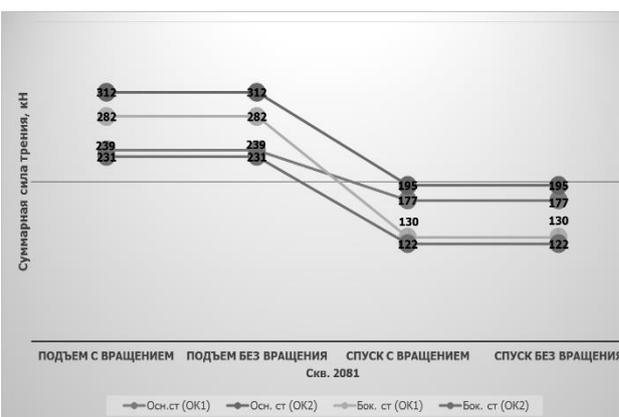


Рисунок 7 – Результаты расчетов спуска обсадных колонн для скважины 2081

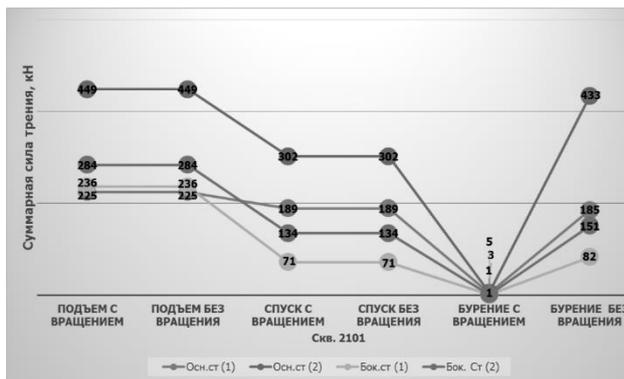


Рисунок 8 – Результаты расчетов бурения для скважины 2101

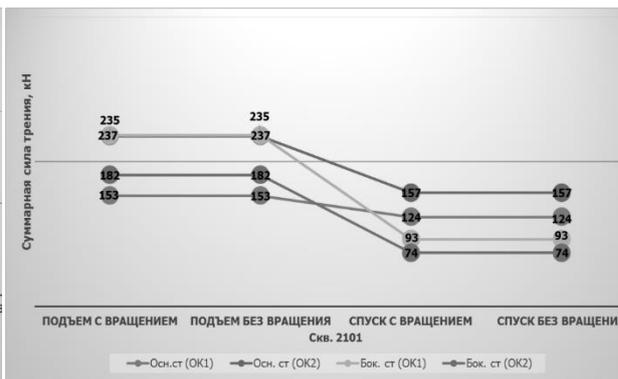


Рисунок 9 – Результаты расчетов спуска обсадных колонн для скважины 2101

Результаты расчетов нагрузок показали, что с увеличением искривления профиля основного ствола (второй вариант) увеличивается суммарное значение сил трения (синяя и красная линии). Но для профиля бокового ствола суммарные значения сил трения снижаются (зеленая и фиолетовая линии).

На основании этих расчетов можно сделать вывод о том, что данная методика проектирования профиля многоствольной наклонно-направленной скважины позволяет распределить риски между основным стволом и боковым. Тем самым, без дополнительных материальных затрат можно решить задачу по снижению риска недопуска хвостовика бокового ствола.

### Выводы и рекомендации

1. Разработана методика проектирования профиля многоствольной наклонно-направленной скважины с учетом точки (места разветвления) резки бокового ствола.
2. Результаты расчетов профиля многоствольной наклонно-направленной скважины с учетом координат точки ответвления бокового ствола показывают, что существует способ по изменению профиля бокового ствола, без изменения точки входа в пласт, и при этом происходит снижение максимального зенитного угла, интенсивности искривления.
3. За счет снижения интенсивности искривления бокового ствола появляется возможность увеличить глубину точки ответвления.
4. Способ построения профиля многоствольной наклонно-направленной скважины отражен при разработке проектной документации на строительство двуствольных наклонно-направленных скважин на Поточном и Нонг-Еганском месторождениях.
5. Общее снижение проходки по скважине сокращает время строительства не менее чем на 0,5 сут., а также снижает общую стоимость строительства скважины не менее чем на 1100 тыс. рублей.

6. Промысловые испытания проведены на скважине 4301 пробуренной в феврале 2015 г.

### Литература

1. Щербаков А.В., Детин М.В. Особенности проектирования и строительства двуствольных скважин / XIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2014. – С. 336-350.
2. РД 08-625-03. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. - Госгортехнадзор РФ. - М., 2003.
3. Временный технологический регламент по проектированию и контролю профилей наклонно-направленных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». - Когалым, 1999.
4. Бурение наклонных и горизонтальных скважин / А.Г. Калинин, Б.А.Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. - Справочник. - М.: Недра, 1997.

**ПРИВЛЕЧЕНИЕ СЕРВИСНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ СОКРАЩЕНИЯ ЗАТРАТ ПО НЕПРОФИЛЬНЫМ ВИДАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ» (THE INVOLVEMENT OF SERVICE ORGANIZATIONS AS A WAY OF REDUCING COSTS FOR NON-CORE ACTIVITIES OF LLC "GAZPROM DOBYCHA NADYM")**

Юртаева М. И.

(научный руководитель - д.э.н. Елгин В.В.)

ООО «Газпром добыча Надым»

Основными целями ООО «Газпром добыча Надым» являются рациональная и эффективная разработка газовых месторождений, обеспечение заданных объемов добычи природного газа и газового конденсата и подготовка их к транспорту, получение прибыли.

Затраты, возникающие при организации деятельности вспомогательных подразделений являются одним из условий получения прибыли или убытка газодобывающих предприятий по прочим видам деятельности газодобывающего предприятия. На сегодняшний день перед Обществом стоит важная задача – разработка комплекса мероприятий, направленных на оптимизацию результатов деятельности вспомогательных подразделений, сокращение издержек по непрофильным видам деятельности.

Одним из возможных способов сокращения затрат по неосновным и вспомогательным видам деятельности является привлечение сервисных компаний, т.е. передача отдельных бизнес-функций на аутсорсинг.

Аутсорсинг (out - внешний, source - источник) - способ оптимизации деятельности предприятий за счет сосредоточения усилий на основном предмете деятельности и передачи непрофильных функций и корпоративных ролей внешним специализированным компаниям [1].

Это понятие в последнее время достаточно часто употребляется в экономической среде. В самом общем смысле под аутсорсингом понимается организационно-управленческое решение, состоящее в передаче стороннему исполнителю некоторых бизнес-функций предприятия.

Передача отдельных бизнес-функций на аутсорсинг достаточно глубоко исследовано зарубежными и российскими учеными-экономистами. При этом многими авторами подчеркивается, что аутсорсинг предполагает передачу исполнителям не только полномочий, но и ответственности за производство товаров и предоставление услуг.

Однако недостаточно публикаций посвященных вопросам аутсорсинга, практической его реализации применительно к газовой промышленности.

Накопленный мировой опыт капитализации нефтегазодобывающих компаний, обеспечивающий снижение затрат, связанных с добычей углеводородов, обусловил вывод отечественными предприятиями энергетического комплекса из своего состава непрофильных активов. В условиях конкуренции привлекать сторонние структуры для организации процесса добычи оказалось гораздо эффективнее, чем содержать собственные сервисные подразделения. Таким образом, появилось и продолжает появляться множество сервисных организаций, оказывающих специализированные услуги в области нефтегазодобычи [1].

Однако практика привлечения сервисных компаний показывает, что на аутсорсинг передаются не только производственные функции, но и функции напрямую не связанные с производством, например уборка зданий, охрана объектов, организация питания сотрудников и т. д.

Передавая вспомогательные функции сервисным организациям, Общество имеет возможность сосредоточиться на основном производственном процессе, улучшить управляемость предприятием, уменьшить численность персонала, снизить накладные расходы.

Таким образом, изучение развития сервисных компаний в промышленности является весьма актуальным в связи с необходимостью обоснования преимуществ их деятельности по сравнению с выполнением тех же функций самим предприятием.

Если Общество может приобрести у сервисной компании услугу, работу по цене меньшей, чем собственные затраты на оказание аналогичной услуги, то по экономической причине необходимо сделать выбор в пользу сервисной компании.

Передавая вспомогательные бизнес-функции сервисным компаниям, Общество имеет возможность сосредоточиться на основном производственном процессе, улучшить управляемость предприятием, уменьшить численность персонала, снизить накладные расходы.

Процесс принятия основным производителем решения об организации самостоятельного оказания работ, услуг или выполнение их посредством привлечения сервисных компаний включает следующие стадии (рис.1):

1. Определение возможностей самостоятельного производства;
2. Привлечения сервисной компании;
3. Экономический расчет;
4. Принятие решения.



**Рисунок 1. Процесс принятия решения о привлечении сервисных компаний**

Практика эксплуатации административных (офисных) зданий (помещений) в Обществе показывает, что использование услуг сторонних организаций позволяет существенно снизить расходы на их содержание.

Так, сравнительный анализ затрат на комплексное обслуживание здания администрации Общества показывает, что услуги сервисной компании более чем в 2 раза ниже стоимости аналогичных услуг, выполненных собственными силами, а именно структурным подразделением Общества – управлением по эксплуатации вахтовых поселков (табл. 1).

Таблица 1

**Сравнительный анализ затрат на комплексное обслуживание административного здания**

| Наименование услуги   | Исполнитель   | Сумма (руб.) | Стоимость услуги на 1 м <sup>2</sup> (руб.) |
|---|---|--------------|---|
| Выполнение работ по комплексному обслуживанию административного здания «Корпус инженерно – эксплуатационный» (г. Надым) | ООО "Объединенные сервисные системы"                            | 32 535 828   | 2 531,71                                    |
|   | Собственные силы (Управление по эксплуатации вахтовых поселков) | 69 138 945   | 5 379,92                                    |

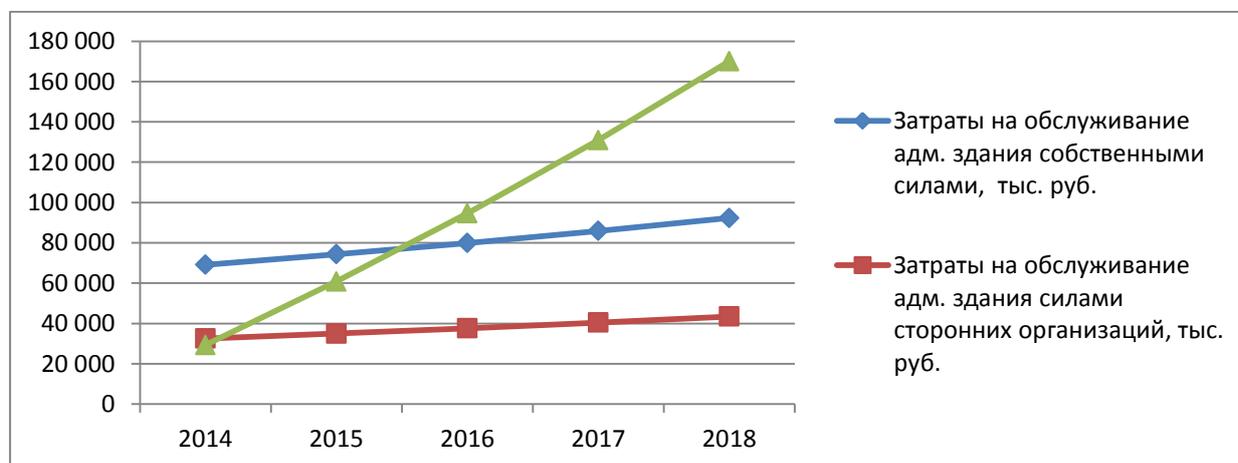
По данным анализа можно сделать вывод, что эффект от привлечения сервисной компании для комплексного обслуживания здания администрации Общества за период 5 лет составит 170,08 млн. руб. (табл.2, рис.2).

Таблица 2

**Эффект от привлечения сервисной компании**

| Показатель   | Значение по годам |                  |                  |                |                   |
|--|-------------------|------------------|------------------|----------------|-------------------|
|  | 2014              | 2015             | 2016             | 2017           | 2018              |
| Затраты на обслуживание административного здания собственными силами, тыс. руб.          | 69 138,95         | 74 324,37        | 79 898,69        | 85 891,10      | 92 332,93         |
| Затраты на обслуживание административного здания силами сторонних организаций, тыс. руб. | 32 535,83         | 34 976,02        | 37 599,22        | 40 419,16      | 43 450,59         |
| Прибыль за счет привлечения сервисной компании, тыс. руб.                                | 36 603,12         | 39 348,35        | 42 299,48        | 45 471,94      | 48 882,33         |
| Ставка налога на прибыль, %  | 20%               | 20%              | 20%              | 20%            | 20%               |
| Налог на прибыль, тыс. руб.  | 7 320,62          | 7 869,67         | 8 459,90         | 9 094,39       | 9 776,47          |
| Чистый поток денежных средств, тыс. руб.   | 29 282,49         | 31 478,68        | 33 839,58        | 36 377,55      | 39 105,87         |
| <b>Чистый накопленный поток денежных средств, тыс. руб.</b>                              | <b>29 282,49</b>  | <b>60 761,17</b> | <b>94 600,76</b> | <b>130 978</b> | <b>170 084,17</b> |

\*цены индексируются на прогнозный уровень инфляции в 2015 г. 7,5% по данным Минэкономразвития РФ.



**Рисунок 2. Эффект от привлечения сервисной компании, тыс. руб.**

Сравнительный анализ услуг по охране объектов ООО «Газпром добыча Надым» также показывает, что привлечение сервисных компаний позволяет существенно сократить расходы по непрофильным видам деятельности (таблица 3).

Таблица 3

**Сравнительный анализ затрат на охрану административных зданий,  
занимаемых филиалами Общества**

| Наименование услуги/Заказчик   | Исполнитель                                    | Сумма (руб.) | Примечания                                    | Стоимость услуги на 1 м <sup>2</sup> (руб.) |
|--|--|--------------|---|---|
| Обеспечение охраны здания Управления капитального строительства      | Сервисная компания (ООО ЧОО "Гарант")          | 8 334 775    | S=7 844,6 м <sup>2</sup> , охранников 2 чел.  | 1 062,49                                    |
| Обеспечение охраны здания Надымского нефтегазодобывающего управления | Собственные силы (Служба корпоративной защиты) | 18 191 060   | S=2 550,2 м <sup>2</sup> , охранников 10 чел. | 7 133,19                                    |

Таким образом, использование услуг сторонних организаций позволяет существенно снизить расходы на содержание и эксплуатацию помещений. Однако нужно иметь ввиду, что наряду с экономической выгодностью существуют и риски перехода на сервисное обслуживание. К ним можно отнести:

- снижение оперативности реагирования при возникновении нештатных ситуаций;
- зависимость производства от действий третьих лиц, то есть вопросы надежности и добросовестности сервисных поставщиков;
- снижение уровня квалификации персонала;
- отсутствие заинтересованности сервисных организаций во внедрении новых технологий, модернизации и техническом перевооружении оборудования из-за краткосрочности действия договоров (до 1 года).

Во избежание снижения качества услуг при выборе подрядчика, кроме основных критериев, которыми являются цена и качество, необходимо, на наш взгляд, уделять внимание возможностям предприятий-исполнителей:

- техническая оснащенность (сервисная компания должна иметь специальное оборудование, приборы и инструменты, необходимые для проведения работ);
- наличие производственных мощностей, необходимых для обслуживания оборудования и инструмента;

- обеспеченность квалифицированным кадровым персоналом, имеющим достаточный опыт работы в данной области, прошедших соответствующее обучение и проверку знаний;
- финансово-экономическое состояние предприятия;
- степень износа основных фондов оборудования и механизмов;
- наличие эффективных технологий и опыт их применения.

Кроме того важно уделить внимание формулировкам пунктов договора с сервисным поставщиком, обуславливающим штрафные санкции при невыполнении поставщиком обязательств, а также устанавливающими действия сторон в случае наступления форс-мажорных обстоятельств.

*Основные выводы:*

1. Отказываясь от самостоятельного выполнения некоторых видов деятельности и распределяя их среди сервисных предприятий, Общество получает организационные и экономические преимущества.
2. При привлечении сервисных компаний возможны риски, возникающие при неправильном выборе исполнителя.
3. Для снижения рисков предприятие должно осуществлять тщательный отбор потенциальных исполнителей, четко определять обязанности сервисной организации, контролировать сроки и качество выполняемых сервисной компанией работ.

## Литература

1. Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 193 с.
2. Бухонова С. М., Чермошанский И. А. Конкуренция сервисных предприятий как механизм снижения издержек производителей // Научно-информационный журнал «Белгородский экономический вестник» - 2013 - №2
3. Экономическая библиотека. [Электронный ресурс].- Режим доступа: - <http://economy-lib.com/razvitie-servisnyh-predpriyatiy-malogo-biznesa-v-promyshlennosti#ixzz37bYU0I89> (дата обращения 03.03.2015).
4. Возможные направления модернизации ТЭК// Специализированный журнал «Бурение и нефть». [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-03/2> (дата обращения 03.03.2015).
5. Официальный сайт «Газпром». [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.gazprom.ru> (дата обращения 03.03.2015).

## СОДЕРЖАНИЕ

### ***Абрамов А.С.***

Методы data mining в решении задачи прогнозирования газопотребления (Data mining techniques to the solution of the problem of forecasting gas consumption).....3

### ***Азисова З.Р.***

Нефтегазохимические кластеры как путь стратегического и социально-экономического развития Узбекистана (Petrochemical clusters as way of strategic and socio-economic development of Uzbekistan).....10

### ***Айрапетов А.Л.***

Уточнённый метод обработки результатов ГДИ вертикальных газовых скважин последовательной сменой установившихся отборов (The corrected method for interpretation of well tests of vertical gas wells).....18

### ***Басалаева А.Ш.***

Геохимические исследования мезозойских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Geochemical researches of the mesozoic deposits of the eastern part of The Yenisei-Khatanga regional trough) .....27

### ***Баскакова А.А.***

К вопросу оценки геологических рисков при изучении и освоении углеводородов сланцевых отложений России (On assessment of the geological hazards in studying and development hydrocarbon of Russia's shale deposits).....35

### ***Блюк В.В., Лапин Д.И.***

Исследование источника повышенной надежности для электроснабжения ответственных электропотребителей (Research of device of higher reliability for power supply of responsible energy consumers).....41

### ***Богданов И.О.***

Математическое моделирование локальных газодинамических процессов в пористых периодических средах (Mathematical modelling of local gasdynamic processes in porous periodic environments).....47

### ***Бранд А.Э., Венгеров А.А., Земенкова М.Ю.***

Повышение эффективности технологии транспорта высоковязкой нефти с применением гидродинамической кавитации (Improving the efficiency of technology transport of high-viscosity oil using hydrodynamic cavitation).....57

### ***Бурханов А.А.***

Анализ петрофизических и каротажных данных пород тимано-печорской нефтегазоносной провинции (Petrophysical and log data analysis of the rocks of Timan-Pechora oil-and-gas province).....66

**Василенко В.Ю., Сорокин Б.А., Карнов А.Б.**

Исследование стибинов в качестве ингибитора коксообразования в змеевиках печей пиролиза (Research stibines as an inhibitor of coke formation in the coil of steam cracking furnaces).....76

**Галкина О.А.**

Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ОАО «Лукойл» (Lukoil company experience of horizontal wells multi-stage fracturing for hard-to-extract oil reserves development).....84

**Гурылёва Н. Л., Тимрот С.Д.**

Проблема накопления и переработка отходов нефтеперерабатывающей промышленности (The accumulation and processing of waste oil refining industry).....90

**Дударева О.В.**

Влияние нелинейных эффектов фильтрации на процесс восстановления давления.....100

**Жукова Е.А.**

Характеристика полей напряжений по дизъюнктивным и пликативным дислокациям в зоне передовых складок Урала (Characteristic of fields of tension on disjunctive and plikative dislocations in the zone of the advanced folds of the Urals).....106

**Иванов М. Г., Чепкасова Е. В.**

Эффективность применения устройств контроля притока на нефтегазоконденсатных месторождениях с тонкой нефтяной оторочкой Восточной Сибири по результатам секторного моделирования (Evaluating efficiency of inflow control valves applying in gas condensate reservoir with thin oil rim in East Siberia by sector modelling).....116

**Ильин И.А., Старосек А.С., Ильин Н.А.**

Прогноз вскрытия кровли соляных отложений при разбуривании АГКМ (Forecast of exposing for top of salt deposits while exploring АГКМ).....124

**Иринчеев М.А.**

Нефтекоксая мелочь – новый углеродистый восстановитель для производства карбида кремния (Oil coke breeze – new carbonaceous reducing for manufacturing silicon carbide).....129

**Кали М.Е.**

Экономико-статистическое моделирование эффективности МУН на предприятиях нефтедобычи поздней стадии разработки.....137

**Калиненко Е.А.**

Перспективы развития рынка инжиниринговых услуг в секторе нефтепереработки России (Development prospects of the engineering market in Russian oil refining).....148

**Камаева А.А.**

Принятие управленческих решений по освоению нефтяных месторождений на основе многокритериальной оптимизации (Managerial decision making of oil fields development by using multicriteria optimization).....155

**Канделаки Г.Г.**

Привлечение иностранных инвесторов к геологоразведочной деятельности в Арктическом регионе (Attraction of foreign investors to exploration activities in the Arctic region) .....165

**Караваев А.А., Исаева Е.А., Левченко Д.А.**

Синтез цеолитов MFI гидротермально-микроволновым методом (Synthesis of MFI zeolites using hydrothermally-microwave method).....170

**Ковалёва Ю.Н.**

Сланцевая нефть

Как инструмент глобальной политики (Shale oil as a tool of global policy).....174

**Ковтун В.В.**

Роль явлений гистерезиса при водогазовом воздействии (Histeresis role in wag metods).....183

**Косова К.О.**

Параметрическая идентификация систем газоснабжения произвольной конфигурации (Parametric identfication of gas supply systems of arbitrary configuration).....190

**Костерин К. С.**

Колебания и срывы кривых течения водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей (Fluctuations and disruptions of flow curves of water-in-crude oil emulsions of high viscous oils).....200

**Кузьменко Ю.В.**

Философия экологического дизайна (Philosophy of sustainable design)....205

**Куманцев С.Б.**

Межстрановой анализ ключевых факторов успеха (КФУ) добычи сланцевого газа с учетом новых экономических условий (Cross-country analysis of key success factors (KSF)for shale gas production considering new economic environment) .....215

**Литвинова Т.А.**

Мировая цена на нефть: причины падения в 2014 году и последствия для России (The world oil price: causes of decline in 2014 and consequences for Russia).....221

**Лоповок С.С.**

Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах типа РВС от испарения (Comparative analysis of methodologies for estimating the total evaporative losses of hydrocarbons from fixed-roof tanks).....232

**Мамедов О.Н., Нестерова А.С., Ковешников А.Е.**

Ордовикско-силурийских карбонатные отложения Западно-Сибирской геосинеклизы в плане формирования в них пород-коллекторов и месторождений нефти и газа (Ordovician-silurian carbonate sediments of the West Siberian geosyncline in terms of formation of reservoir rocks and oil and gas).....238

**Мартиросян К.В.**

Совершенствование экономических процессов недропользования участков недр с залежами углеводородного сырья, добыча которого осложняется наличием природоохранных территорий (Improvement of subsoil use economic processes of subsurface sites with hydrocarbon deposits which production is complicated by the presence of nature reserve areas).....246

**Мартюшев Д.А.**

Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти с трещинно-поровым типом коллектора (Features of the development of complex deposits of oil fractured porous reservoir type).....249

**Мингалеева Р.Д.**

Возобновляемые источники энергии для нефтегазового комплекса России (renewable energy sources for oil and gas industry of Russia).....254

**Мошева А.М.**

Статистический анализ надежности нефтепромысловых трубопроводов нефтяных месторождений Пермского Края (Statistical reliability analysis of oilfield pipelines of deposits of Perm Krai).....262

**Невар К.С.**

Оценка эффективности использования авиационного сконденсированного топлива (Facilities and performance assessment of using aviation condensed fuel).....271

**Исламгалиева Е.Р., Никитюк А.С.**

Анализ эффективности материального стимулирования на основе применения КРП (Analysis of the effectiveness of financial on the basis of КРП`s).....281

**Приндюк В.П.**

Оценка экономической эффективности разработки нефтяных месторождений с учетом факторов риска (Oil field development economic efficiency evaluation risk-based).....291

***Рузиева А.В.***

Исследования и совершенствование технико-технологических решений по повышению очистки призабойной зоны от шлама при бурении многозабойных скважин (Research and improvement of technical and technological solutions to improve the cleaning of the bottomhole zone from cutting during the drilling of multilateral wells).....302

***Русинов А.А., Чиглинцева А.С.***

Теоретические основы разработки газогидратного пласта частично насыщенного газом (Theoretical foundation of the exploitation of gas hydrate reservoir partially saturated gas).....312

***Сабанов С.Л., Ермилов П.П.***

Разработка конструкции универсального устройства для измерения крутящего момента муфтодоверточных станков линии ремонта насосно-компрессорных труб (A universal device design for a coupling machine torque measuring to repair the tubing).....320

***Савельева Т.В., Свирина О.В.***

Эффективность налогового стимулирования разработки низкорентабельного месторождения в Ненецком Автономном Округе (Efficiency of tax stimulation the development of low-profit field in the NAO).....325

***Sveshnikova A.G.***

Hydrogen. A modern alternative to fossil fuels.....333

***Таджиев Р., Шамсутдинов А.Р.***

Герметизация опор шарошечных долот магнитной жидкостью (Sealing of bearing roller's cones with magnetic fluid).....340

***Талипова А.С.***

Реальные опционы как инструмент управления проектами освоения шельфовых месторождений по МСФО (Real options as the instrument for offshore fields development project management under IFRS conditions).....345

***Удейкина Н.Г.***

Досрочное назначение страховых пенсий отдельным категориям граждан с учетом уплаты страховых взносов по дополнительным тарифам и результатов специальной оценки условий труда (The early appointment of insurance pensions to certain categories of citizens with regard to payment of insurance contributions for additional rates and the results of the special assessment of working conditions).....354

***Учаева Е.А.***

Разработка алгоритма для оперативной корректировки расписания учебных занятий (Development of an algorithm for flexible classes rescheduling).....358

**Федоренко А.А.**

Комплексный подход к непрерывному автоматизированному мониторингу технического состояния магистральных нефтепроводов (Integrated approach to continuous automated monitoring the technical condition of main oil pipelines).....368

**Hua Xiang, Sisang Yang , Shuai Wang**

Study on cold insulation system of large full containment LNG storage tanks and its performance .....377

**Khazieva R.T., Kirillov R.V., Kolesnikova O.I.**

Modeling of capacitive storage charge device based on multifunction integrated electromagnetic component.....388

**Халиуллин А.Р.**

Методы интеграции распределенных компонентов расчетных комплексов систем поддержки принятия диспетчерских решений в единое информационное пространство (Methods for integration of distributed components of computer decision support systems in consolidated information area).....394

**Харитонов А.Д.**

Новые технологические решения по ликвидации поглощений бурового раствора (New technological solutions for elimination of mud-loss).....402

**Хашпер Б.Л., Надеждин О.В., Ефимов Д.В.**

Решение задачи идентификации параметров многомерной динамической системы при анализе связности скважин (Method of parametric system identification for wells dynamics connectivity).....409

**Черкасова И.Э.**

Анализ влияния способов начисления амортизации на налог на имущество и налог на прибыль (Analysis of the impact of depreciation methods for property tax and income tax).....415

**Чернев М.Ю.**

Анализ надежности схем энергоснабжения газоперерабатывающих заводов (Analysis of reliability of the power supply processing plants).....423

**Шарова Е.В., Шумакаева С.З., Сердечная М.А.**

Исследование возможности использования эфиров российского производства в качестве основ гидравлических масел.....430

**Шишук М.А.**

Исследование русловых процессов при выборе места створа подводного перехода (Investigation of channel processes for construction of underwater crossings).....445

**Щербаков А.В.**

Проектирование многостворных наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири (Multilateral directional wells design on West Siberia oilfields).....450

***Юртаева М. И.***

Привлечение сервисных организаций как один из способов сокращения затрат по непрофильным видам деятельности ООО «Газпром добыча Надым» (The involvement of service organizations as a way of reducing costs for non-core activities of LLC "Gazprom dobycha Nadym").....458

ISBN 978-5-91961-146-2



---

Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина  
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65  
Тел: 8 (499) 507-82-16