РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

12-14 февраля 2018

# СБОРНИК ТРУДОВ

г. Москва

**Министерство образования и науки Российской Федерации**
**федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования**
**«Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»**

# СБОРНИК ТРУДОВ

**XII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

# *«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»*

***12-14 февраля 2018 г.***

**Москва**
**2018 г.**

Сборник трудов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 180 с.

ISBN 978-5-91961-231-5

В сборнике представлены статьи участников XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения; вопросов технологии переработки нефти и газа, нефтехимии и химмотологии топлив и смазочных материалов; проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования и сооружений нефтегазового комплекса; автоматизации, моделирования и энергообеспечения технологических процессов нефтегазового комплекса; экономики и управления нефтегазовым производством; совершенствования систем управления трудом и персоналом в компаниях нефтегазовой отрасли; правового регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса и реализации программы импортозамещения оборудования нефтегазового комплекса.

Ответственный редактор: проф. А.В. Мурадов

**ISBN 978-5-91961-231-5**
© РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018

УДК 004.032.26:662.75

# ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Анисимов Д.И.
(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

АННОТАЦИЯ

В статье изложен принцип действия искусственных нейронных сетей. Приведены области науки и техники, в которых успешно применяются методы нейросетевого моделирования.

Создана и обучена простейшая искусственная нейронная сеть, прямого распространения, состоящая из 12 входных нейронов, 2 слоев скрытых нейронов, и одним выходным нейроном, позволяющая вычислять максимальную высоту некоптящего пламени авиакеросинов по некоторым физико-химическим показателям.

Представленные результаты показывают принципиальную возможность использования искусственных нейронных сетей для оценки эксплуатационных свойств нефтепродуктов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Искусственные нейронные сети, химмотология, эксплуатационные свойства, нефтепродукты, квалификационные испытания.

Исследования в области нейронного моделирования связаны с тем, что способ обработки информации человеческим мозгом в корне отличается от методов, применяемых обычными цифровыми компьютерами. Мозг представляет собой чрезвычайно сложную, нелинейную структуру, и обладает способностью организовывать свои компоненты, называемые нейронами, так, чтобы они могли выполнять конкретные задачи (такие как распознавание образов, обработку сигналов органов чувств, моторные функции). Распознавание образов в мозге происходит во много раз быстрее, чем могут позволить самые быстродействующие современные компьютеры. Добиться таких результатов позволяет то, что при рождении мозг имеет структуру, изменяющуюся с течением времени, и организовывающую собственные правила на основании того, что мы называем «опытом».

При изучении процессов, протекающих в мозге, и при их моделировании возникло понятие искусственные нейронные сети (ИНС). ИНС представляют собой математическую модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей. Первой попыткой описания такой модели были нейронные сети

У. Маккалока и У. Питтса [1]. Аналогично биологическим нейронным сетям, в ИНС вычисления проводятся с использованием искусственных нейронов (рисунок 1).

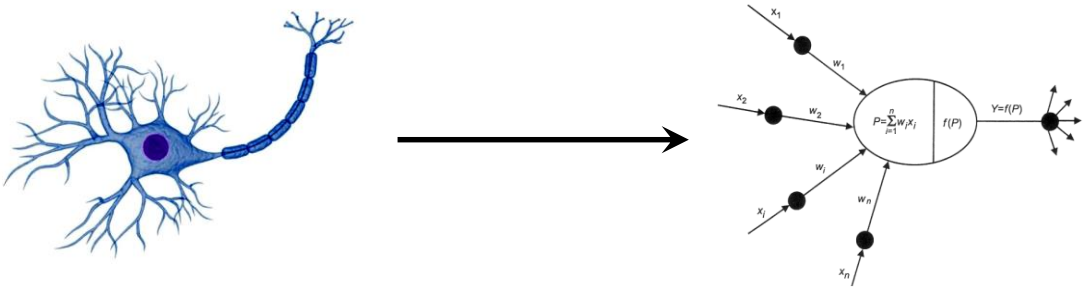
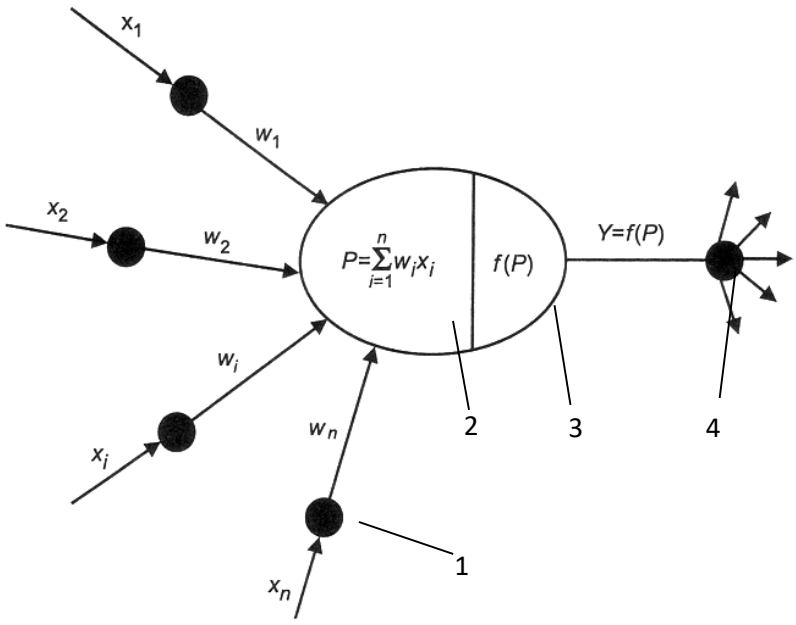


Рисунок 1 – Переход от биологического нейрона к искусственному алгоритму.

Обобщенную математическую модель нейрона можно представить следующим образом (рисунок 2) [2, 3]. Входные сигналы $x_i$ поступают на синопсисы (1) взвешиваются (умножаются на коэффициенты $w_i$, называемые синоптическими весами) определяя силу связи между нейронами, и направляются, в простейшем случае, в сумматор (2), где рассчитывается взвешенная сумма:

$$P = \sum w_i x_i \,. \qquad (1)$$

Далее полученная сумма либо подвергается изменению функцией *f(P)*, называемой функцией активации (3), либо если *f(P)=P* подается на выходной сигнал *Y* (4).




1 – синапсисы; 2 – сумматор; 3 – функция активации; 4 – выходной сигнал.

Рисунок 2 - Обобщенная математическая модель нейрона.

Выходной сигнал Y также может подвергаться взвешиванию (масштабированию). Основное требование к таким функциям – монотонность. В качестве функции активации используют разные функции: логарифмические, гиперболический тангенс, линейные, ступенчатые, и другие, но чаще сигмоидальную функцию:

$$Y = 1/(1+\exp(-\lambda P)) \qquad (2)$$

где: λ – параметр наклона сигмоидальной функции. Изменяя этот параметр, можно построить функции с различной крутизной.

Одиночный нейрон реализует простую регрессионную модель для N независимых переменных. Однако, если объединить множество нейронов, в сетевые структуры, то и реализуемая функция может быть сколь угодно сложной. Простейшую нейронную сеть (перцептрон) можно представить в виде графа (рисунок 3), с входными нейронами, на которые поступает информация, выходными нейронами, выдающими информацию, и скрытыми нейронами «обрабатывающими» информацию.

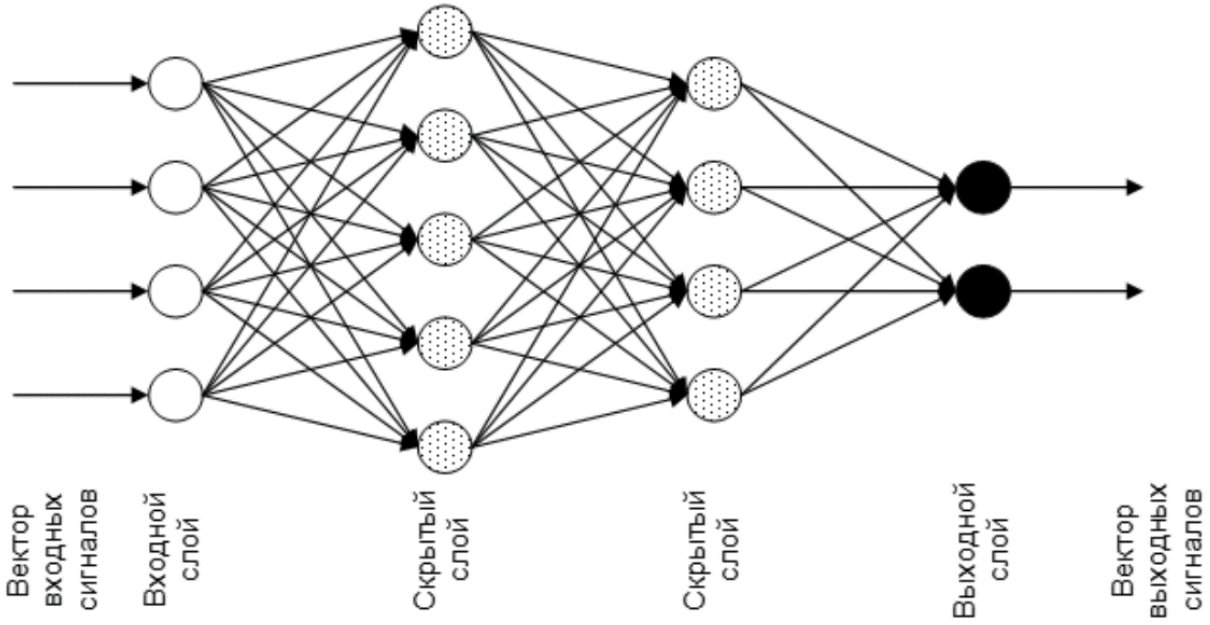



Рисунок 3 – Искусственная нейронная сеть прямого распространения (перцептрон).

Важнейшая особенность ИНС, свидетельствующая о ее широких возможностях и огромном потенциале, состоит в способности к обучению и обобщению накопленной информации и обладает чертами искусственного интеллекта. То есть натренированная на ограниченном множестве данных ИНС способна обобщить полученную информацию и показывать хорошие результаты в предсказании на данных, не использовавшихся при ее обучении [4, 5].

Обучение заключается в том, что на вход сети подаются тренировочные данные, то есть такие, выходной результат для которых

известен. На выходе результаты сравниваются с ожидаемыми данными, и вычисляется значение ошибки. После этого выполняется коррекция параметров ИНС с целью минимизации функции ошибки. Если удовлетворительной точности достигнуть не удается, то надо изменить структуру сети и повторить обучение.

После того, как сеть обучена, выполняется тестирование – контроль точности на специальных тестовых данных. Отличие тестирование от обучения в том, что на тестовых данных только проверяется точность, а, поскольку эти данные не используются для подбора параметров сети, они могут служить критерием качества обучения. По аналогии с обучением человека тестирование можно уподобить экзамену.

В настоящее время ИНС получили широкое распространение в предсказании финансовых временных рядов, психодиагностике [6], хемоинформатике [7, 8], нейроуправлении [9], экономике [10], медицине, прогнозировании погоды и в поисковых системах.

В нефтехимии ИНС могут использоваться для прогнозирования работы нефтяных скважин [11], при моделировании процессов нефтепереработки [12], и т.д.

С появлением методов нейронного моделирования, становится возможным находить достаточно сложные нелинейные зависимости за короткие сроки. Данные методы позволяют получить адекватные модели для описания различных процессов. Если условно разделить алгоритмы математического моделирования для решения различных задач по сложности решаемой ими задачи, то искусственные нейронные сети удобно применять для задач с неизвестным алгоритмом решения и высокой сложностью.

К таким «сложным задачам» можно отнести и задачи, которые решает химмотология. Эксплуатационные свойства горюче-смазочных материалов (ГСМ) такие, как прокачиваемость, испаряемость, воспламеняемость, склонность к отложениям, конструкционная совместимость, смазочная способность, защитные свойства и др., проявляющиеся при производстве, транспортировании, хранении, применении, в значительной степени определяют надежность техники. Поэтому установление устойчивых количественных связей между качеством ГСМ и их составом является важной задачей. Однако из-за сложности системы «состав – свойство» зачастую нахождение таких количественных связей является трудноразрешимой проблемой. Использование же «классических» подходов в моделировании различных химмотологических процессов бывает слишком трудным и может давать результаты отличные от значений, полученных в реальных условиях эксплуатации.

Как одну из основных задач в данной области науки можно выделить расчет различных эксплуатационных свойств горюче смазочных материалов. Применение искусственных нейронных сетей представляет

новый подход к решению задачи нахождение связи «состав – свойство». Так, собрав достаточно данных по составу какого-либо ГСМ по его эксплуатационным характеристикам, и обучив на этих данных нейронную сеть можно получить систему, оценивающую эксплуатационные свойства нефтепродуктов по физико-химическим характеристикам, составу и технологии производства.

Выбор архитектуры искусственных нейронных сетей – это отдельная задача, которая включает в себя выбор топологии сети и функций активации каждого нейрона. С момента первого описания в 1943 году было разработано огромное количество архитектур искусственных нейронных сетей, каждая из которых подходит для решения определенной задачи: распознавание образов и классификация, принятие решений, прогнозирование, аппроксимация и т.д. Основные архитектуры нейронных сетей и решаемые задачи представлены в таблице 1. Из представленных данных видно, что, упрощенно, для решения задач прогнозирования эксплуатационных свойств нефтепродуктов подходит искусственная нейронная сеть прямого распространения (перцептрон), обучаемая с учителем.

Для предварительной оценки возможности использования искусственных нейронных сетей для оценки эксплуатационных свойств нефтепродуктов в качестве объекта было выбрано топливо для реактивных двигателей. В качестве рассчитываемого значения был выбран физико-химический показатель – максимальная высота некоптящего пламени. На основе выборки паспортов на реактивные топлива, проходившие квалификационные испытания с 2009 по 2015 год, была создана и обучена искусственная нейронная сеть – перцептрон с двенадцатью входными нейронами, двумя скрытыми слоями нейронов и одним выходным нейроном (рисунок 4).

Для реализации этого использовалось нейросетевое программное обеспечение Alyuda NeuroIntelligence, предназначенное для прогнозирования и анализа данных. На двенадцать входных нейронов при обучении из паспортов на авиакеросины подавались значения плотности, фракционного состава, кинематической вязкости, низшей теплоты сгорания, а на выходной нейрон значения высоты некоптящего пламени. Всего в обучении искусственной нейронной сети использовалась выборка из 10 топлив, и выборка из 5 топлив использовалась для тестирования.

Т а б л и ц а 1 Основные архитектуры нейронных сетей и решаемые задачи.

| Решаемая задача | Способ обучения | Архитектура ИНС |
|---|---|---|
| Распознавание образов и классификация | Обучение с учителем | Перцептрон |
| | Обучение без учителя | Сети адаптивного резонанса |
| | Смешанное обучение | Сеть радиально-базисных функций |
| Принятие решений и управление | Обучение с учителем | Перцептрон |
| | Смешанное обучение | Сеть радиально-базисных функций |
| Кластеризация | Обучение без учителя | Перцептрон |
| | | Самоорганизующаяся карта Кохонена |
| | | Нейронная сеть Кохонена |
| | | Сети адаптивного резонанса |
| **Прогнозирование** | **Обучение с учителем** | **Перцептрон** |
| | Смешанное обучение | Сеть радиально-базисных функций |
| Аппроксимация | Обучение с учителем | Перцептрон |
| | Смешанное обучение | Сеть радиально-базисных функций |
| Сжатие данных и Ассоциативная память | Обучение с учителем | Перцептрон |
| | Обучение без учителя | Нейронная сеть Хопфилда |
| Анализ данных | Обучение с учителем | Перцептрон |
| | Обучение без учителя | Перцептрон |
| | | Самоорганизующаяся карта Кохонена |
| | | Нейронная сеть Кохонена |
| Оптимизация | Обучение без учителя | Самоорганизующаяся карта Кохонена |
| | | Нейронная сеть Кохонена |

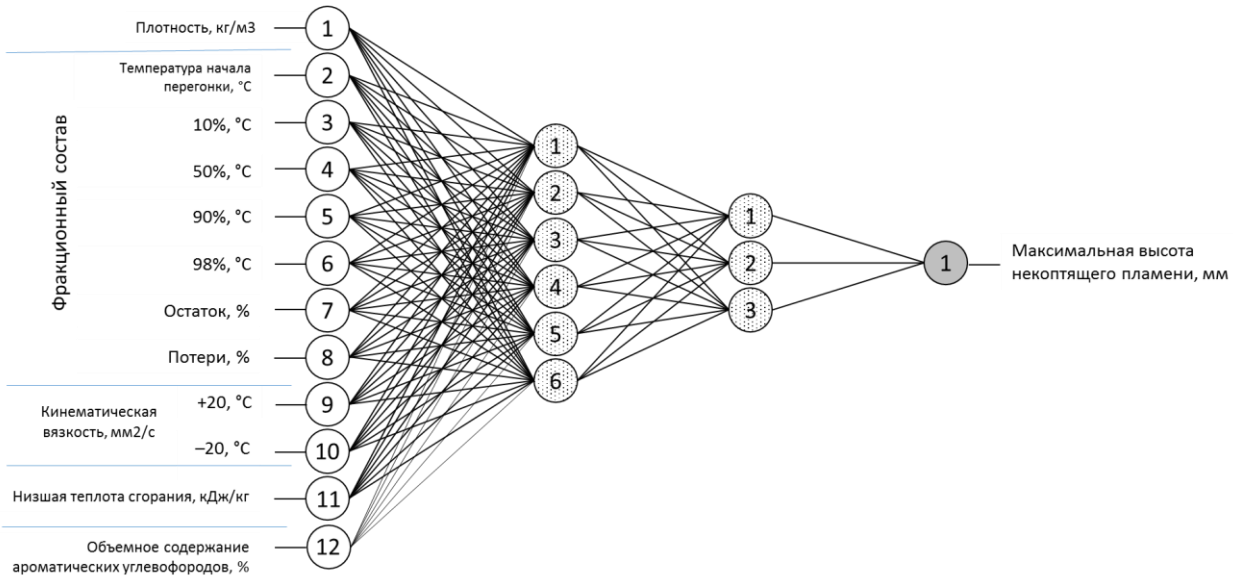
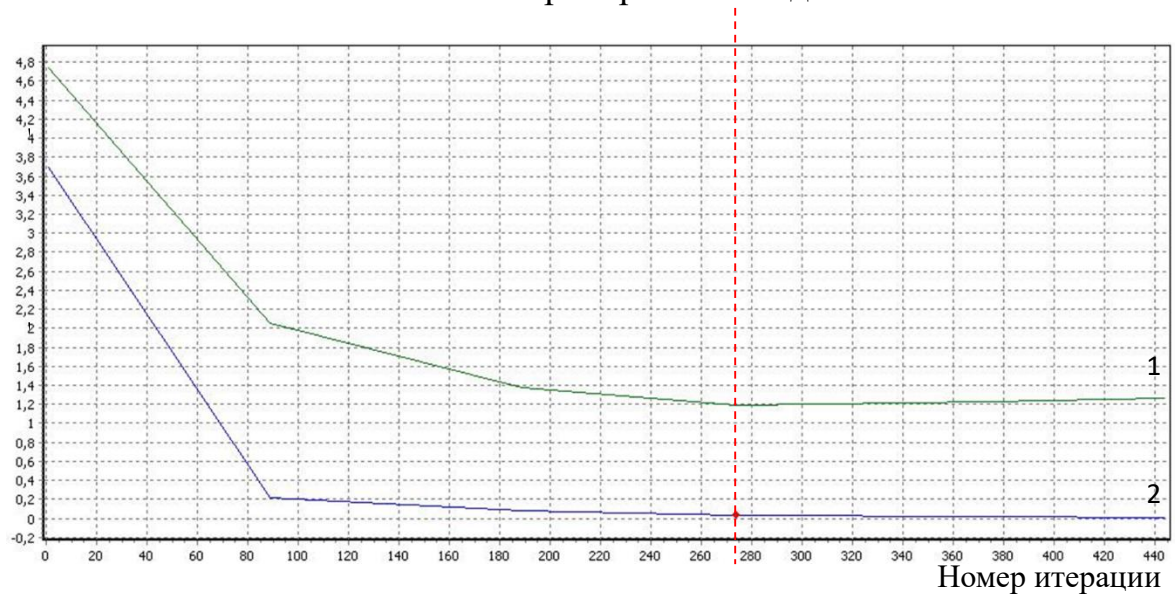



Рисунок 4 – Созданная искусственная нейронная сеть.

На обучение созданной искусственной нейронной сети потребовалось менее одной секунды и менее 500 итераций. В каждой из которых подбирались веса синопсисов и вычислялись значения ошибок выдаваемых

сетью результатов (рисунок 5). Из представленных данных видно, что оптимальные значения весов были подобраны на 270 итерации, после которой сеть начала «запоминать информацию», а не учиться, о чем свидетельствует рост значения ошибки по проверочным данным и уменьшение значения ошибки по тренировочным данным.




1 – Значение ошибки по проверочным данным; 2 – значение ошибки по тренировочным данным.

Рисунок 5 – Изменение абсолютной ошибки значений, полученных искусственной нейронной сетью при обучении.

Подобранные значения весов синопсисов между каждыми нейронами в каждом из слоев представлены в таблицах 2, 3, 4.

Обученная нейронная сеть проверялась на 5 образцах авиакеросинов не участвующих в обучении. Результаты данной проверки представлены в таблице 5.

Таблица 2. Значения весов синопсисов между входными нейронами и первым слоем скрытых нейронов.

| Первый слой нейронов | Входные нейроны | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | -0,1092 | 0,0163 | -0,2215 | -0,2852 | 0,0743 | 0,0406 | 0,0175 | 0,2773 | 0,1194 | 0,1067 | 0,1908 |
| 2 | 0,2064 | -0,2118 | -0,1865 | -0,0287 | -0,0845 | -0,1877 | 0,1301 | 0,1619 | 0,1805 | -0,0011 | -0,2724 |
| 3 | 0,1314 | -0,1487 | 0,0305 | -0,0691 | -0,2670 | 0,0557 | -0,0983 | 0,0576 | -0,1625 | 0,0557 | 0,1691 |
| 4 | -0,2610 | -0,0472 | -0,2688 | 0,2950 | -0,2191 | 0,0784 | -0,2927 | 0,2989 | -0,1517 | -0,2502 | 0,1164 |
| 5 | -0,0858 | -0,1709 | -0,0120 | 0,0862 | -0,1302 | 0,2086 | 0,0066 | 0,1729 | 0,0252 | 0,2411 | 0,2736 |
| 6 | 0,0107 | 0,2862 | 0,1475 | 0,0653 | 0,1427 | 0,1823 | 0,2364 | -0,1163 | -0,2502 | -0,1356 | -0,2567 |

Таблица 3. Значения весов синопсисов между первым слоем скрытых нейронов и вторым слоем скрытых нейронов.

| Второй слой скрытых нейронов | Первый слой скрытых нейронов | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 0,0833 | 0,0162 | -0,2652 | -0,1973 | 0,1271 | 0,0414 |
| 2 | 0,2155 | -0,0709 | -0,1750 | 0,2157 | 0,2857 | 0,2434 |
| 3 | -0,2641 | 0,0674 | -0,2683 | -0,0530 | -0,0938 | 0,1273 |

Таблица 4. Значения весов синопсисов между вторым слоем скрытых нейронов и выходным нейроном.

| Выходной нейрон | Второй слой скрытых нейронов | | |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 |
| 1 | 0,02176 | -0,0617 | 0,09126 |

Т а б л и ц а 5 . Результаты проверки искусственной нейронной сети по прогнозированию физико-химических показателей.

| № п/п | Завод | Год | Марка | Технология производства | Максимальная высота некоптящего пламени, по паспорту, мм | Максимальная высота некоптящего пламени, рассчитанная ИНС, мм | Ошибка, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Рязанский НПЗ | 2013 | ТС-1 | Смесевое топливо | 25,3 | 25,2 | 0,4 |
| 2 | Киришинский НПЗ | 2012 | ТС-1 | Смесевое топливо | 25 | 25,1 | 0,4 |
| 3 | Новокуйбышевский НПЗ | 2012 | РТ | Гидроочищенное топливо | 26 | 26 | 0,0 |
| 4 | Пермский НПЗ | 2014 | ТС-1 | Гидроочищенное топливо | 25 | 25,1 | 0,4 |
| 5 | Нижнекамский НПЗ | 2014 | ТС-1 | Гидроочищенное топливо | 30 | 29,8 | 0,7 |

Из результатов расчета видно, что созданная искусственная нейронная сеть достаточно точно оценивает значения высоты некоптящего пламени, ошибка предсказанных значений не превышает 1%.

Таким образом создана и обучена искусственная нейронная сеть, прямого распространения (перцептрон), состоящая из 12 входных нейронов, 2 слоев скрытых нейронов, и одним выходным нейроном, позволяющая вычислять высоту некоптящего пламени авиакеросинов по некоторым физико-химическим показателям, что показывает принципиальную возможность использования искусственных нейронных сетей для оценки эксплуатационных свойств нефтепродуктов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мак-Каллок У. С., Питтс В. Логическое исчисление идей, относящихся к нервной активности // Автоматы / Под ред. К. Э. Шеннона и Дж. Маккарти. — М.: Изд-во иностр. лит., 1956. — С. 363—384. (Перевод английской статьи 1943 г.).

2. Андрейчиков А.В., Андрейчикова О.Н. Интеллектуальные информационные системы: Учебник. – М.: Финансы и статистика,2004. – 424 с.

3. Люггер Джордж Ф. Искусственный интеллект: стратегии и методы решения сложных проблем. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. – 864 с.

4. Солдатова О.П., Семенов В.В. Применение нейронных сетей для решения задач прогнозирования. // Электронный научный журнал «ИССЛЕДОВАНО В РОССИИ». 2006 г.

5. Бессмертный И.А. Искусственный интеллект – СПб:СПбГУ ИТМО, 2010.– 132с.

6. Доррер М. Г. Психологическая интуиция искусственных нейронных сетей, Дисс. 1998 г.

7. Баскин И. И., Палюлин В. А., Зефиров Н. С. Применение искусственных нейронных сетей в химических и биохимических исследованиях // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 2. Химия. 1999. Т. 40. № 5.

8. Баскин И. И., Палюлин В. А., Зефиров Н. С. Многослойные персептроны в исследовании зависимостей «структура-свойство» для органических соединений // Российский химический журнал (Журнал Российского химического общества им. Д. И. Менделеева). — 2006. — Т. 50. — С. 86—96.

9. Чернодуб А. Н., Дзюба Д. А. Обзор методов нейроуправления // Проблемы программирования. — 2011. — No 2. — С. 79—94.

10. Кенин А. М., Мазуров В. Д. Опыт применения нейронных сетей в экономических задачах.

11. Соломатин Г.И., Захарян А.З., Ашкарин Н.И. Прогнозирование работы скважин с помощью искусственных нейронных сетей //Нефтяное хозяйство. -2002. -№10. -С.92-96

12. Леонов М.Г., Жирнов Б.С. Обработка экспериментальных данных процесса коксования с помощью нейронных сетей // Нефтегазовое дело. -2014. -№2. -С.151-165

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Анисимов Денис Игоревич родился в 1989 г. Окончил Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова в 2011 г. Работает в ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России» с 2014 г. Младший научный сотрудник. Основное направление исследований – эксплуатационные свойства авиакеросинов.

D.I. Anisimov was born in 1989. Graduated from Lomonosov Moscow State University in 2011. Has been working in FAE «The 25th State Research Institute of Himmotology of Ministry of Defence of the Russian Federation» since 2014. A junior researcher. The main research line is performance properties of aviation turbine fuels.

e-mail: denis.i.anisimov@gmail.com

# АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАЛЛОВ В НАНОСТРУКТУРИРОВАННОЙ ФОРМЕ В ПРОЦЕССАХ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ (НЕФТИ, МАЗУТА, ПЕЧНОГО ТОПЛИВА)

Леонтьева А.И., Балобаева Н.Н., Аль Фадхли Кхазаал Хамид Кхазаал, Брянкина А.Н., Аль Рубайи Абдурахман Ахмет
(ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет»)

В статье представлен анализ результатов экспериментальных исследований влияния металлов в наноструктурированной форме на повышение эффективности переработки нефти и темных нефтепродуктов в процессе их термо-каталитического разделения с целью получения бензиновой фракции.

## Введение

Нефть является основным сырьем для производства широкого ассортимента автомобильных топлив: бензина, дизельного топлива, авиационного керосина, реактивного топлива, получаемых путем облагораживания ее светлых фракций, извлекаемых путем ректификационного разделения в интервалах температур кипения.

Сегодня четко обозначилась проблема нерационального использования нефтяного сырья. Наблюдается сокращение новых запасов т.н. «легкой» нефти, добыча которой не вызывает существенных затруднений и позволяет максимально эффективно перерабатывать сырье для получения товарных моторных топлив.

Таким образом, одним из приоритетных направлений в области нефтепереработки является поиск новых методов повышения глубины переработки нефти за счет увеличения доли извлекаемых светлых фракций и их дальнейшего облагораживания с целью получения больших объемов высококачественного топлива, соответствующего современным требованиям к экологической чистоте. Наряду с повышением отбора светлых фракций нефти требуется снизить долю растущих запасов неликвидных тяжелых нефтяных отходов.

## Постановка цели и задач

Цель работы - исследовать влияние металлов в наноструктурированной форме на процесс переработки нефти и темных нефтепродуктов с целью получения бензиновой фракции.

В ходе работы были поставлены следующие задачи:

1. Выяснить, как изменяется массовый выход бензиновой фракции, кипящей в интервале температур от 32 до 195 $^0$C при введении в сырье (нефть, мазут, печное топливо) катализаторов, в качестве которых используются металлы в наноструктурированной форме.
2. Определить физико-химические свойства, групповой и фракционный составы полученных образцов бензина.
3. Выдать рекомендации к использованию металлов в наноструктурированной форме в качестве катализаторов в процессе термо-каталитической деструкции нефти и тяжелых нефтепродуктов.

## Методика исследования.

Исследование эффективности металлов в наноструктурированной форме проводились на установке, представленной на рисунке 1.

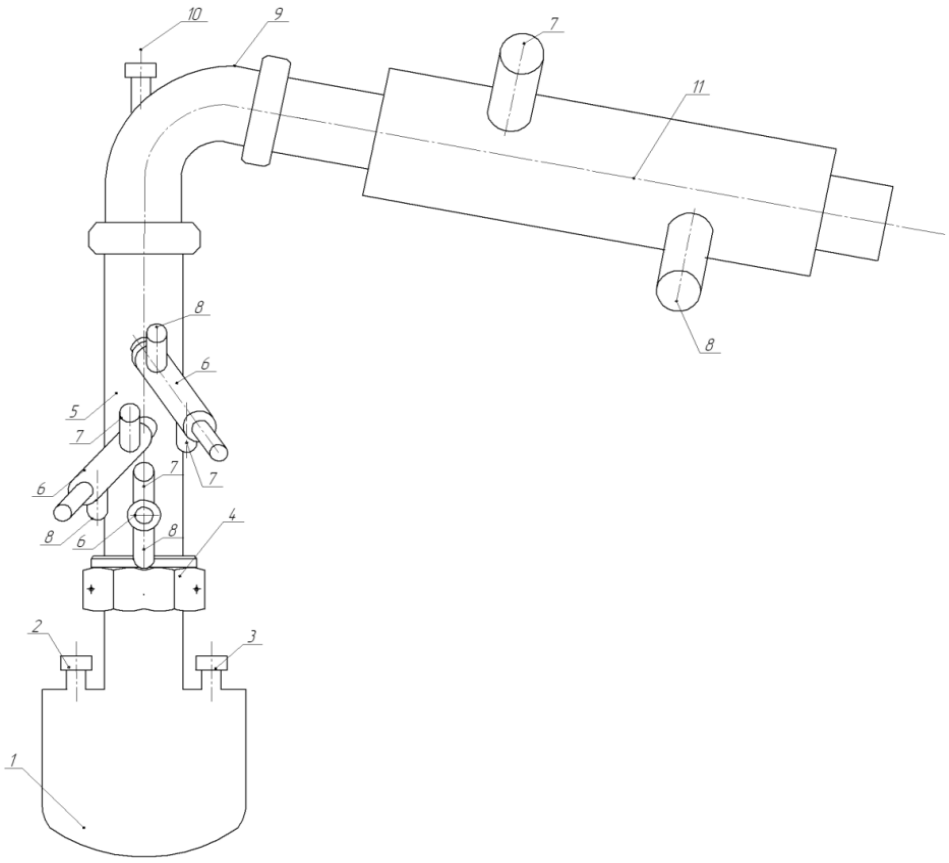



**Рисунок 1** Реакционно-ректификационный аппарат для исследования гетерофазных каталитических процессов

1 – кубовая часть, 2 – штуцер термометра, 3 – штуцер манометра, 4 – гайка накидная, 5 – колонная ректификационная, 6 – конденсатор, 7 – вход хладоагента, 8 – выход хладоагента, 9 – отвод, 10 – штуцер термометра, 11 – конденсатор.

Отмеренное количество нефти либо нефтяной фракции заливали в кубовую часть 1. В штуцерах 2 и 3, расположенных на крышке куба, размещали датчики измерения температуры и давления. Кубовую часть помещали в колбонагреватель. Горловину кубовой части соединяли с ректификационной колонной. В ректификационной колонне 5 размещали внутренние детали крепления тарелок и тарелки. Внутреннее устройство ректификационной колонны представлено на рисунке 2.

В штуцерах секций ректификационной колонны размещали входные трубки конденсаторов 6 и термопары. Штуцеры на рубашках конденсаторов соединяли с системой захолаживания.

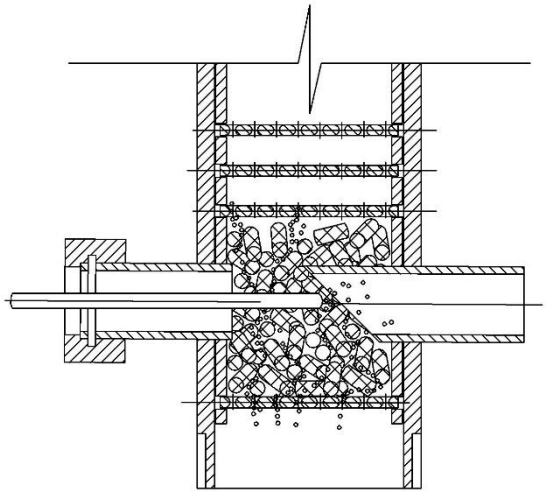


**Рисунок 2** Внутреннее устройство ректификационной колонны

С верхней частью колонны соединяли отвод 9, в штуцере 10 в верхней части которого размещался термометр. Отвод соединялся с конденсатором 11, штуцера на рубашке которого соединялись с системой захолаживания.

Разделение смеси углеводородов и их термокаталитическое преобразование осуществляли в цилиндрической обечайке на смонтированных в ней контактных устройствах, представляющих собой в общем виде тарелки провального типа.

Конденсирующаяся на контактных устройствах жидкость, стекала на тарелки ректификационной колонны, где контактировала с поднимающимися вверх парами кипящих углеводородов. Часть сконденсированной светлой фракции возвращалась в куб, где смешивалась с кипящей исходной фракцией, и снова проходила химическое преобразование на поверхности катализатора, что обеспечивало степень конверсии сырья и стабилизацию химического и фракционного составов продукта.

Для исследования влияния металлов в наноструктурированной формы на увеличение выхода бензиновой фракции из нефти были использованы следующие металлы: Ni, Cr, Mn с размером частиц от 10 до 50 нм.

Гранулометрический состав металлов в наноструктурированной форме определяли при помощи двухлучевого электронно-ионного микроскопического комплекса Neon 40 (Carl Zeiss, Германия).

## Обсуждение результатов исследования

Были составлены материальные балансы процессов разделения нефти, печного топлива и мазута в отсутствие и с использованием металлов в наноструктурированной форме. Результаты расчетов приведены в таблицах 1 - 3.

**Таблица 1** Материальные потоки процесса термо-каталитического разделения нефти при использовании металлов в наноструктурированной форме в массовом пересчете

| **Наименование** | **№п/п** | **Вхолос-тую** | **Ni** | **Cr** | **Mn** |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **m, гр.** | **m, гр.** | **m, гр.** | **m, гр.** |
| **Приход:** | | | | | |
| Нефть | | 208,75 | 208,75 | 208,75 | 208,75 |
| Нафта в составе суспензии катализатора | | - | 43,20 | 43,20 | 43,20 |
| Наночастицы металла | | - | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| **Сумма** | | **208,75** | **251,95** | **251,95** | **251,95** |
| **Расход:** | | | | | |
| Фракция 34-195 $^0$C, в т.ч. | | - | 115,44 | 110,25 | 113,07 |
| Пошедшая на приготовление суспензии нафты | | - | 43,00 | 43,00 | 43,00 |
| Полученная в результате разгонки | | 50,09 | 72,44 | 67,25 | 70,07 |
| Мазут | | 157,34 | 140,40 | 134,77 | 137,52 |
| Наночастицы металла | | - | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| Потери | | 1,32 | 1,10 | 1,54 | 1,16 |
| **Сумма** | | **208,75** | **251,95** | **251,95** | **251,95** |

Согласно данным таблицы 1 максимальный выход бензиновой фракции при разделении нефти составил 33,09% при введении в сырье частиц Ni в наноструктурированной форме, что превышает выход бензиновой фракции без использования катализаторов на 9%.

**Таблица 2** Материальные потоки процесса термо-каталитического разделения мазута при использовании металлов в наноструктурированной форме в массовом пересчете

| **Наименование** | **№п/п** | **Вхолостую** | **Ni** | **Cr** | **Mn** |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **m, гр.** | **m, гр.** | **m, гр.** | **m, гр.** |
| **Приход:** | | | | | |
| Печное топливо | | **193,75** | 193,75 | 193,75 | 193,75 |
| Нафта в составе суспензии катализатора | | - | 38,70 | 38,70 | 38,70 |
| Наночастицы металла | | - | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| **Сумма** | | **193,75** | **232,65** | **232,65** | **232,65** |
| **Расход:** | | | | | |
| Фракция 32-195 $^0$C, в т.ч. | | - | 173,56 | 158,94 | 163,15 |
| Пошедшая на приготовление суспензии нафты | | - | 38,70 | 38,70 | 38,70 |
| Полученная в результате разгонки | | 95,83 | 134,86 | 120,24 | 124,45 |
| Остаток | | 96,84 | 57,64 | 72,78 | 68,02 |
| Наночастицы металла | | - | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| Потери | | 1,08 | 1,25 | 1,23 | 1,28 |
| **Сумма** | | **193,75** | **193,75** | **193,75** | **193,75** |

Согласно данным таблицы 2 максимальный выход бензиновой фракции при разделении печного топлива составил 59,5% при введении в сырье частиц Ni в наноструктурированной форме, что превышает выход бензиновой фракции без использования катализаторов на 10%.

**Таблица 3** Материальные потоки процесса термо-каталитического разделения печного топлива при использовании металлов в наноструктурированной форме в массовом пересчете

| **Наименование** | **№п/п** | **Вхолостую** | **Ni** | **Cr** | **Mn** |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **m, гр.** | **m, гр.** | **m, гр.** | **m, гр.** |
| 1 | | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **Приход:** | | | | | |
| Мазут | | 200,00 | 200 | 208,75 | 208,75 |
| Нафта в составе суспензии катализатора | | - | 38,70 | 43,20 | 43,20 |
| Наночастицы металла | | - | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| **Сумма** | | **200,00** | **238,9** | **251,95** | **251,95** |
| **Продолжение таблицы 3** | | | | | |
| **1** | | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **Расход:** | | | | | |
| Фракция 34-195 $^0$C, в т.ч. | | - | 118,70 | 115,69 | 116,24 |
| Пошедшая на приготовление суспензии нафты | | - | 38,70 | 38,70 | 38,70 |
| Полученная в результате разгонки | | 2,15 | 80,0 | 76,99 | 70,07 |
| Остаток | | 196,69 | 118,71 | 121,86 | 128,72 |
| Наночастицы металла | | - | 0,20 | 0,20 | 0,20 |
| Потери | | 1,16 | 1,29 | 1,15 | 1,21 |
| **Сумма** | | **200,00** | **238,9** | **238,9** | **238,9** |

Согласно данным таблицы 3 максимальный выход бензиновой фракции при разделении мазута составил 8,31% при введении в сырье частиц Ni в наноструктурированной форме, что превышает выход бензиновой фракции без использования катализаторов на 10%.

Для выявления механизма действия металлов в наноструктурированной форме получены графические характеристики изменения скорости образования бензиновой фракции и изменения температуры в течение процесса термо-каталитического разделения нефти, представленные на рисунках 1 и 2.

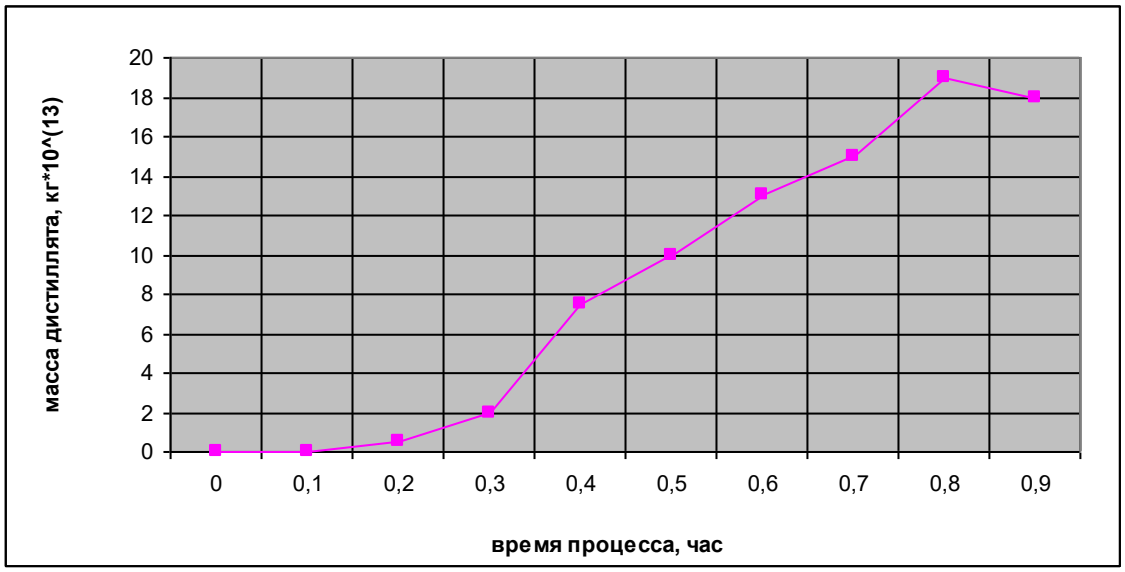



**Рисунок 1** Зависимость скорости образования бензиновой фракции с использованием Ni в наноструктурированной форме от времени

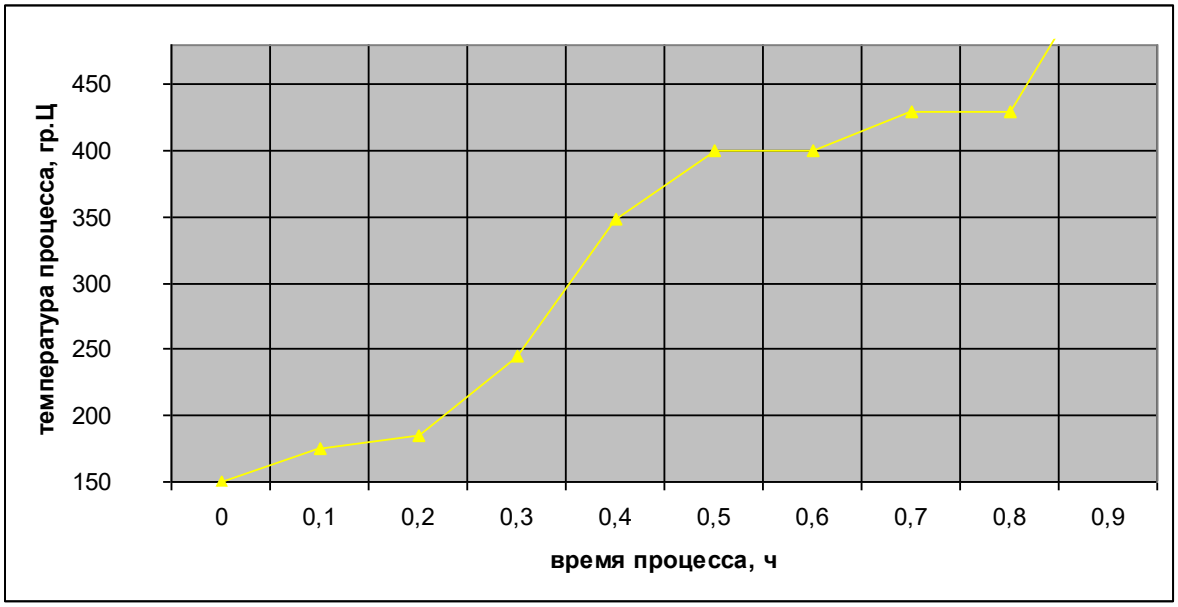



**Рисунок 2** Зависимости изменения температуры полученной с использованием Ni в наноструктурированной форме бензиновой фракции от времени

Согласно графической зависимости, представленной на рисунке 4.4 при введении в нефть на стадии фракционирования Ni в наноструктурированной форме увеличилась скорость образования бензиновой фракции, что связано с инициацией процесса деструкции высокомолекулярных углеводородов в присутствии частиц Ni в наноструктурированной форме.

Из графической зависимости, представленной на рисунке 4.5 видна интенсификация теплообмена в реакционной массе при введении частиц Ni в наноструктурированной форме (эксперимент без катализатора см. рис.4.2), что объясняется наличием избыточной по отношению к сырью энергии частиц Ni в наноструктурированной форме.

Бензиновые фракции, полученные при использовании Ni в наноструктурированной форме в качестве катализатора в процессе деструкции, были проанализированы с целью определения группового углеводородного состава. Результаты анализов приведены на рисунке 3.

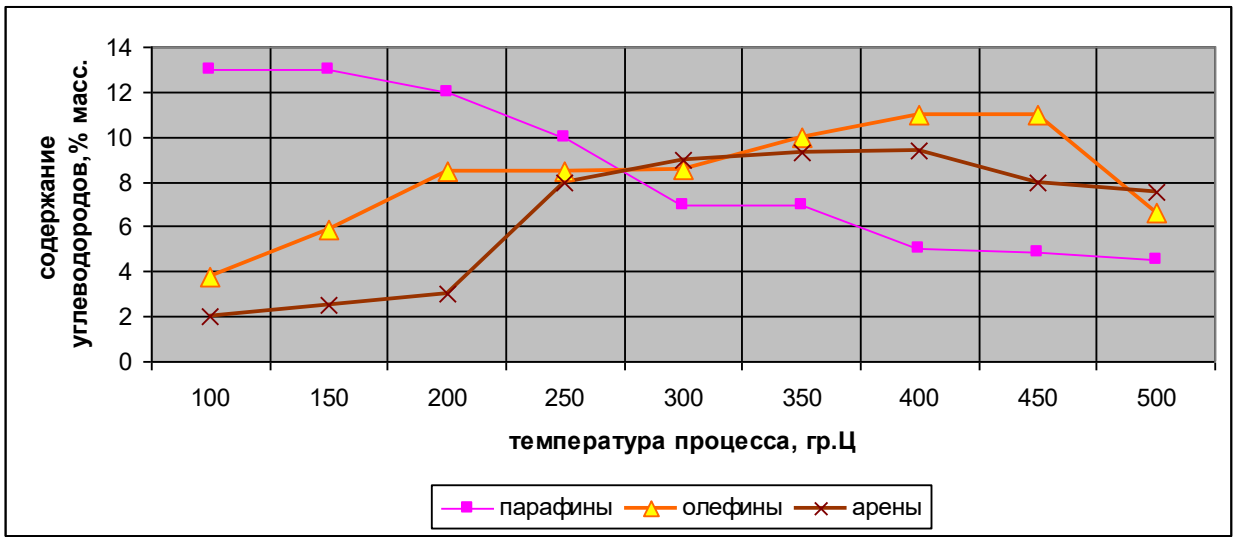



**Рисунок 3** Зависимость структурно-группового состава фракции к.к.÷195 °С от температуры процесса крекинга нефти с использованием Ni в наноструктурированной форме.

Из рисунка 3 видно, что при введении в нефть перед ее фракционированием Ni в наноструктурированной форме в интервале температур в кубовой части ректификационной колонны от 200 до 250 $^0$C в кубовой части ректификационной колонны наблюдается увеличение скорости образования ароматических углеводородов, что связано со снижением энергии активации реакции дегидроциклизации в данных условиях, что подтверждается одновременным снижением концентрации парафинов в данном интервале температур.

Значительное увеличение скорости образования олефинов свидетельствует о протекании реакции расщепления длинноцепочечных углеводородов и реакции дегидрирования, продуктами которой являются непредельные углеводороды.

В интервале температур от 300 до 400 $^0$C скорость образования аренов становится постоянной, в то время как скорость образования олефинов увеличивается. В интервале температур от 450 до 500 $^0$C наблюдается значительное снижение скорости образования олефинов и замедление образования аренов и парафинов, о свидетельствует о начале процесса полимеризации олефинов.

Получены графические зависимости прироста массы дистиллята и изменения температуры в процессе термо-каталитической деструкции печного топлива с использованием и в отсутствие композиции металлов в наноструктурированной форме, представленные на рисунках 4 и 5.

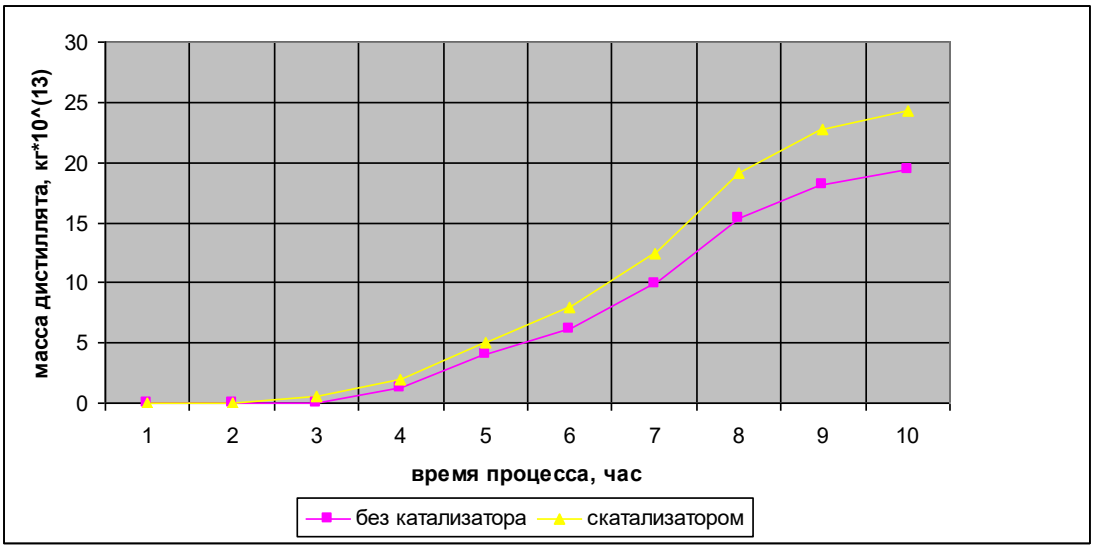



**Рисунок 4** Зависимость скорости образования бензиновой фракции от времени

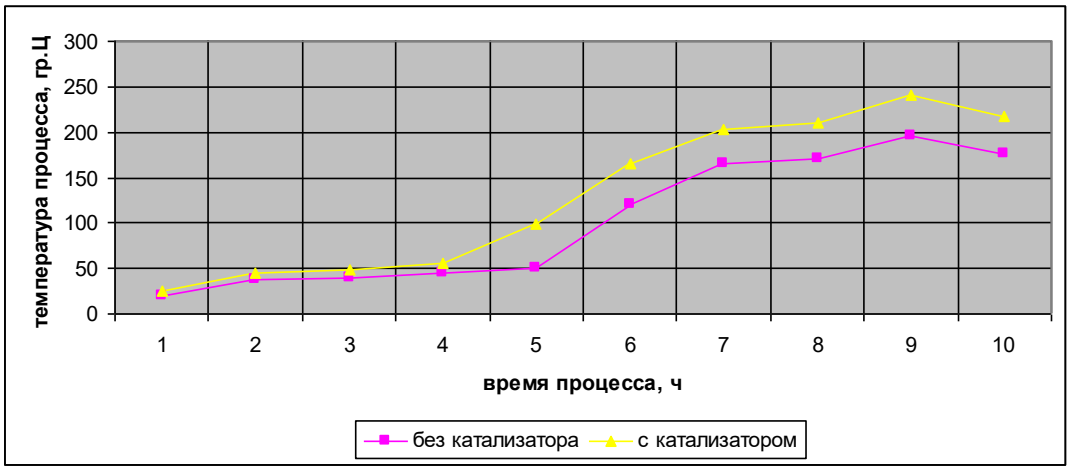



**Рисунок 5** Зависимости изменения температуры отбираемой бензиновой фракции от времени

Бензиновые фракции, полученные в результате экспериментов, направленных на исследование влияния, оказываемого металлами в ннаоструктурированной форме на процесс термо-каталитической деструкции печного топлива, были проанализированы аналогично бензиновым фракция, полученным в результате разделения нефти.

Графическая зависимость изменения группового состава полученных в результате серии экспериментов бензиновых фракций представлена на рисунке 6.

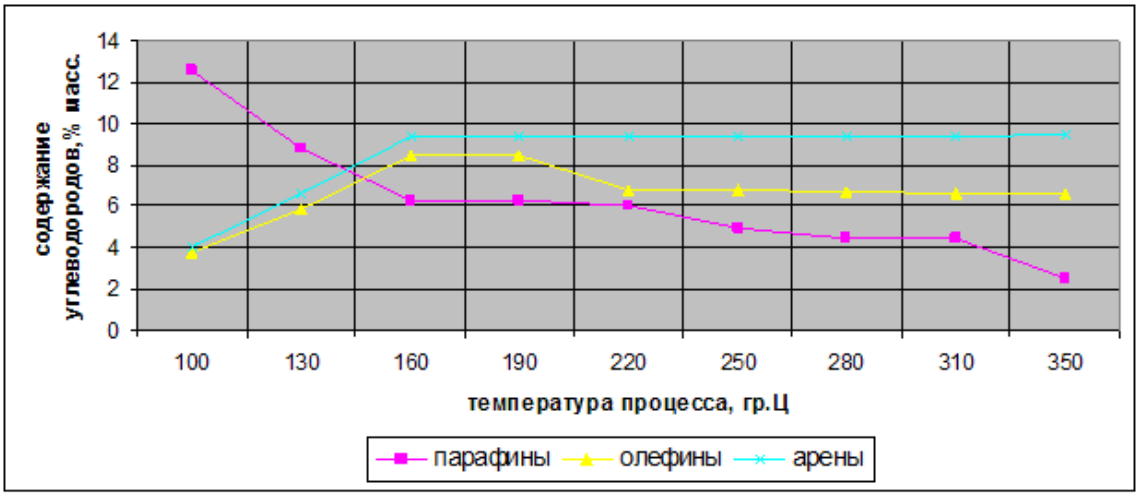



**Рисунок 6** Зависимость структурно-группового состава фракции к.к.÷195 °С от температуры процесса термо-каталитического разделения печного топлива без использования катализатора

Из полученных данных, представленных на рисунке 6 видно, что в интервале температур 120–170 °С с ростом температуры крекинга во фракции к.к.÷195 °С уменьшается содержание парафиновых и немного увеличивается количество непредельных углеводородов. Существенное возрастание содержания олефиновых соединений в данной фракции наблюдается лишь при увеличении температуры крекинга от 100 до 160 °С. Это можно объяснить тем, что с ростом температуры увеличивается доля деструктивных процессов, что способствует образованию большего количества олефиновых углеводородов.

Получены графические зависимости прироста массы дистиллята и изменения температуры в процессе термо-каталитической деструкции мазута с использованием и в отсутствие композиции металлов в наноструктурированной форме, представленные на рисунках 4.29 и 4.30.

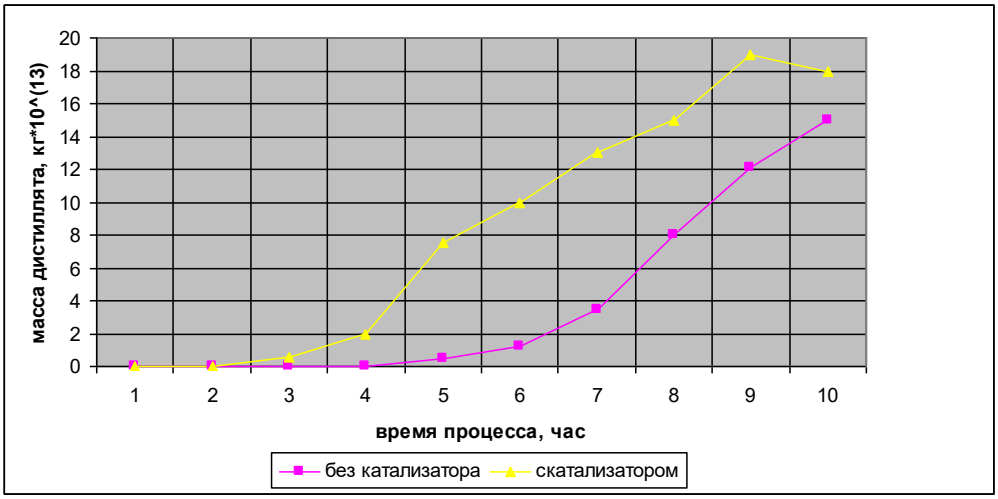


**Рисунок 7** Зависимость скорости образования бензиновой фракции от времени в процессе разделения мазута в отсутствие и с использованием катализаторов в наноструктурированной форме

Графическая зависимость, представленная на рисунке 7, демонстрирует увеличение интенсивности образования бензиновой фракции в процессе термо-каталитической деструкции мазута с использованием композиции металлов в наноструктурированной форме.

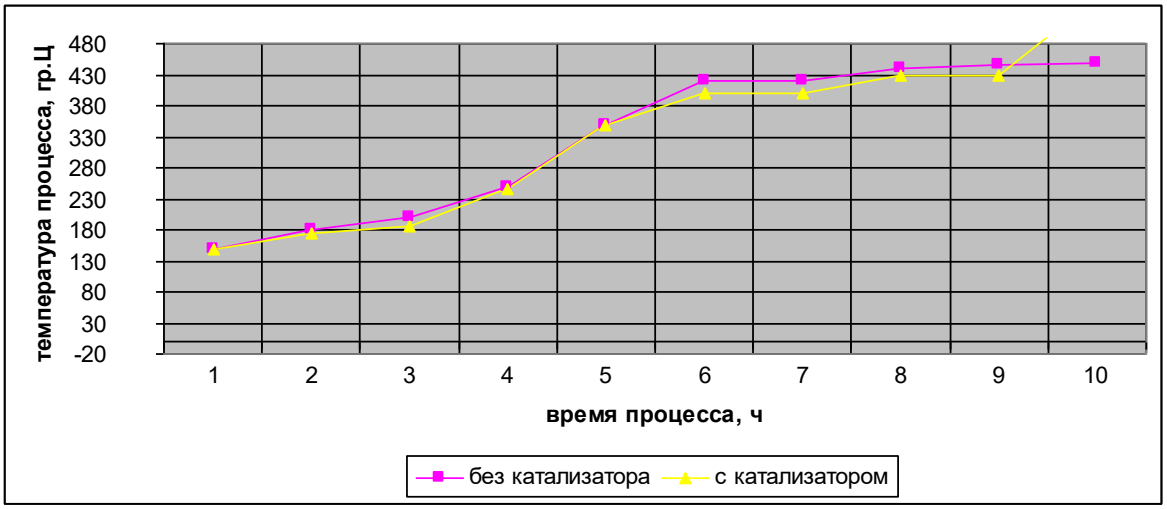



**Рисунок 8** Зависимости изменения температуры отбираемой бензиновой фракции от времени в процессе разделения мазута в отсутствие и с использованием катализаторов в наноструктурированной форме

Из рисунка 8 видно, что при введении в сырье на стадии фракционирования композиции металлов в наноструктурированной форме (Ni, W, Pt) увеличивается скорость прироста температуры в объеме обогреваемого сырья.

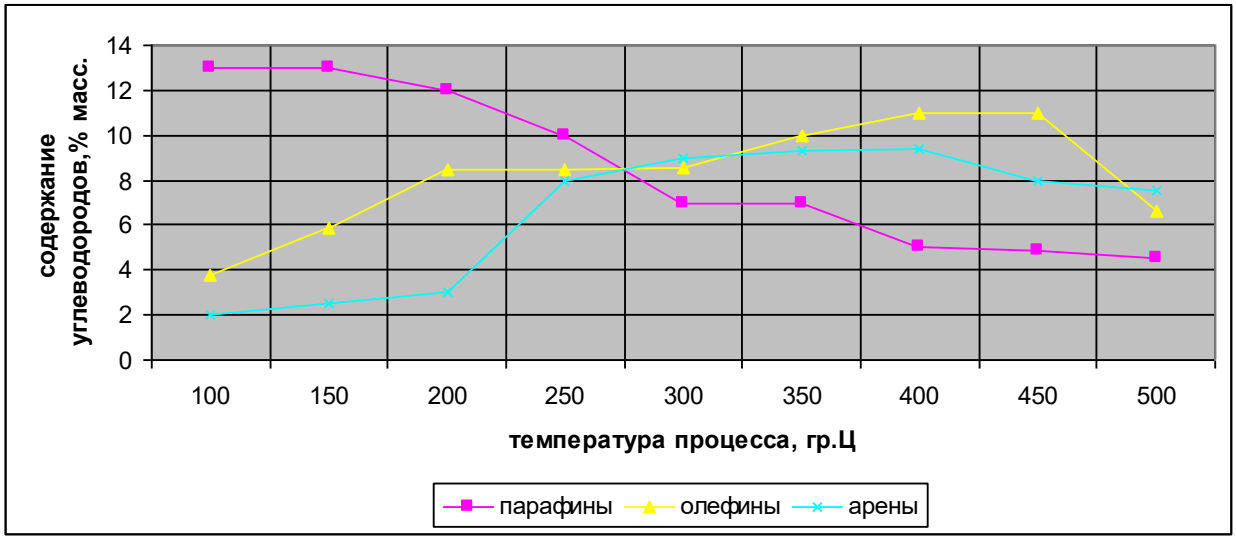



**Рисунок 9** Зависимость структурно-группового состава фракции к.к.÷195 °С от температуры в процессе деструкции мазута без катализатора

На рисунке 9 представлена графическая зависимость группового состава бензиновой фракции, полученной в результате термической деструкции мазута без использования катализаторов от температуры.

Из полученных данных видно, что в интервале температур 120–270 °С с ростом температуры крекинга во фракции н.к.40 $^0$С, к.к.÷195 °С на фоне стремительного снижения концентрации парафиновых углеводородов наблюдается прирост доли олефинов по мере протекания деструктивных процессов. Содержание аренов значительно возрастает в интервале температур от 200 до 330 $^0$С, что связано с протеканием реакций дегидроциклизации.

## Выводы

Таким образом, исследовано влияние металлов в наноструктурированной форме на процесс фракционирования нефти, мазута и печного топлива. Выявлено увеличение выхода бензиновой фракции до 9,33% в процессе термо-каталитического разделения нефти с использованием металлов в наноструктурированной форме, а также до 10% масс. при разделении печного топлива и до 7,3% масс. при разделении мазута (отбензиненной нефти).

Выявлено снижение температуры образования светлого дистиллята бензиновой фракции при введении в сырье на стадии разгонки частиц металлов в наноструктурирванной форме: при разделении нефти – на 10 $^0$С.

## Список использованной литературы


1. Леонтьева А.И., Балобаева Н.Н., Орехов В.С., Джубури С.А. «Каталитический крекинг нефти и изомеризация полученной бензиновой фракции с использованием металлов в наноструктурированной форме» / А.И. Леонтьева, Н.Н. Балобаева, В.С. Орехов, Джубури С.А. // Технология нефти и газа – №4 (111), 2017. – с. 16-20.
2. Мурзагалеев Т.М. Крекинг тяжелой нефти в присутствии цеолита Y, модифицированного нанопорошком никеля, №6 – М.: СФУ, 2012 – с. 224-235
3. .Watkins R.N. Petroleum Refinery Distillation / Watkins R.N. – Houston: Gulf Publ. Co, 1973 – 162 p.
4. Балобаева Н.Н., Выжанов А.В., Бельков А.И. Термическая деструкция нефти с использованием металлов в наноструктурированной форме в целях повышения выхода бензиновой фракции и улучшения её качественных характеристик // Мир нефтепродуктов, 2016, №9, 2016, с.13-17.
5. A.K. Jamil, O. Muraza, M. Sanhoob, T. Tago, T. Masuda Controlling naphtha cracking using nanosized TON zeolite synthesized in the presence of polyoxyethylene surfactant // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, Volume 110, November 2014, Pages 338-345.
6. Youming Ni, Aiming Sun, Xiaoling Wu, Guoliang Hai, Guangxing Li, The preparation of *nano-sized* H[Zn, Al]ZSM-5 *zeolite* and its application in the aromatization of methanol // Microporous and Mesoporous Materials, Volume 143, Issues 2–3, September 2011, Pages 435-442.
7. Hailiang Yin, Tongna Zhou, Yunqi Liu, Yongming Chai, Chenguang Liu, NiMo/Al2O3 catalyst containing nano-sized zeolite Y for deep hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation of diesel // Journal of Natural Gas Chemistry, Volume 20, Issue 4, July 2011, Pages 441-448.
8. Солодова Н.Л., Терентьева Н.А. Наноматериалы и нанотехнологии в нефтепереработке // Вестник казанского технологического университета, 2013, том 16, №3, с.209-2016.

# ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПЕРЕРАБОТКЕ ТЯЖЕЛОЙ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Хохотов С.С., Ляхович В.А.
(Полоцкий государственный университет, Беларусь)

**Введение.** Тяжелая смола пиролиза (ТСП) является побочным продуктом пиролиза углеводородного сырья, представляют собой смесь различных групп углеводородов с температурой кипения выше 180°С. В настоящее время рационального применения не находит, в большинстве случаев используется как компонент котельного топлива. Только в России производство тяжелой смолы пиролиза доходит до 325 000 тонн в год. В Беларуси на заводе «Полимир» ОАО «Нафтан» объемы выработки тяжелой смолы пиролиза составляют 12000…16000 тонн в год [1].

Высокое содержание в ТСП нафталина и его алкилпроизводных позволяют рассматривать данный побочный продукт пиролиза в будущем как один из основных сырьевых источников их производства. Что будет способствовать повышению рентабельности этиленовых производств и обеспечит сырьевые потребности предприятий химической и нефтехимической промышленностей. В настоящее время, в странах СНГ нафталин получают в ограниченных количествах и только из каменноугольной смолы, насыщенной гетероатомными соединениями [2]. Переработка каменноугольной смолы требует сложных технических решений и дорогостоящих технологических операций, связанных с её очисткой от серо-, азот- и кислородсодержащих соединений. В связи с сокращением добычи угля и производства каменноугольного кокса объемы производства каменноугольного нафталина не удовлетворяют потребностям химической промышленности.

Особый интерес представляет проблема получения нафталина из тяжелой смолы пиролиза. Предложенные технологические разработки, не нашедшие широкого промышленного применения, предусматривают выделение нафталина путем каталитической гидростабилизации, каталитического или термического гидродеалкилирования алкилнафталинов и последующей ректификации продуктов [3]; гидрогенизационной очисткой от непредельных углеводородов в присутствии катализатора [4]; полимеризацией в присутствии катализатора [5, 6]; термообработкой при температуре 200-300°С и давлении 0,1-1,0 МПа в течение 2-10 часов и последующей атмосферно-вакуумной разгонки [7] во всех случаях, полученный отгон направляют на выделение нафталина кристаллизацией и прессованием. Недостатками указанных способов получения нафталина, являются высокое давление, использование водорода на гидрирование непредельных соединений и дорогостоящих катализаторов, усложненная технологическая схема процесса переработки

жидких продуктов пиролиза и, в некоторых случаях, низкая степень чистоты нафталина.

Наиболее простым способом получения нафталина из жидких продуктов пиролиза является использование двух вакуумных колонн [8]. Первая колонна предназначена для удаления более легкокипящей фракции, чем нафталин, с верхним погоном колонны. Во второй колонне кубовым продуктом удаляется тяжелая фракция жидких продуктов пиролиза, а верхом колонны выделяется нафталиновая фракция, которая направляется на кристаллизацию. Однако недостатком данного процесса является невысокая степень чистоты конечного продукта.

Реализация процесса получения нафталина из жидких продуктов пиролиза с меньшими затратами и более высокой степенью частоты положительно скажется на его эффективности и повысит рентабельность этиленовых производств, расширит источники сырья для нефтехимии.

**Методы исследований.** Предлагаемый способ выделения нафталина из жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья выполнен в лабораторных условиях с использованием тяжелой смолы пиролиза, произведенной на завода «Полимир» ОАО «Нафтан» (ТУ РБ 300041455.002-2003), содержание нафталина в отобранном образце согласно результатов хроматографии составляло 18% мас. Концентрат нафталина, полученный атмосферной и вакуумной разгонкой смешали с этиленгликолем при массовом соотношении компонентов 1:1. На лабораторной колонне периодического действия при атмосферном давлении 0,1 МПа (зависит от давления насыщенных паров компонентов) выделяли азеотропной ректификацией при температуре верха колонны 160…190°С азеотроп этиленгликоль-нафталин. После конденсации паров дистиллята, балансовое количество азеотропа этиленгликоль-нафталин охлаждали до комнатной температуры и промывали водой на фильтре Шотта, этиленгликоль растворяется в воде, а кристаллы нафталина концентрируются на фильтре.

**Результаты, и их обсуждение.** Выполненный нами анализ результатов хроматографии ТСП позволил идентифицировать ингредиенты жидкого концентрата, определено более 225 индивидуальных веществ, при этом содержание ароматических углеводородов доходит до 67% мас., в частности, нафталина до 18 % мас.

Предложенным способом получения нафталина из фракции жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья, включающим простую атмосферную и затем вакуумную разгонку ТСП с выделением концентрата нафталина, который подвергают азеотропной ректификации, а затем направляют на стадии кристаллизации и прессования получен продукт белого цвета (окраска по йодной шкале менее 1), выход которого из концентрата составлял 70% мас., температура кристаллизации по прибору Жукову 79,1°С, что соответствует степени чистоты 98,5% мас. Данные показатели соответствует требованиям ГОСТ 16106 «Нафталин

коксохимический. Технические условия» на «Нафталин-очищенный», такой продукт может быть использован в качестве сырья для нефтехимического синтеза.

ГУ «БелИСА» разработан бизнес-план проекта данной технологической установки с горизонтом расчета на 5 лет, инвестиционные затратами составляют около 3,1 млн долл. США, чистый дисконтированный доход 6,9 млн долл. США, внутренняя норма доходности 74 %, динамический срок окупаемости 2,67 года, рентабельность продукции 28%, данные результаты подтверждают целесообразность инвестирования денежных средств в данный проект.

Нами выполнены исследования по использованию ТСП, из которой извлечён нафталин в качестве противосмерзающего средства для транспортировки при низких температурах воздуха нефтяного кокса, полезных ископаемых и других рыхлых вскрышных пород с повышенной влажностью железнодорожным и прочими видами транспорта. Установлено, что предлагаемый продукт не уступает по физико-химическим свойствам промышленному аналогу Ниогрину: по температуре застывания (не выше -45 °С), температуре вспышки, условной вязкости и прочим параметрам.

**Заключение.** Предлагаемый инновационный подход к переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья позволяет получить нафталин с высокой степенью чистоты без использования энерго- и ресурсозатратных процессов, дорогостоящих инициаторов и катализаторов, а остаток ТСП из которого извлечен нафталин использовать в качестве противосмерзающего средства.

## Литература

1. Азеотропная ректификация нафталинсодержащей фракции тяжелой смолы пиролиза /Е.В. Казак, С.Ф. Якубовский, Ю.А. Булавка// Сборник научных работ студентов Республики Беларусь «НИРС 2016» / В. Л. Богуш (председатель) [и др.] .- Минск : Издательский центр БГУ, 2017. - С. 97-98.

2. Сравнительная оценка растворяющей способности углеводородов и спиртов по отношению к нафталину/Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А., Казак Е.В.//Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. - 2016. - № 3. - С. 160-163.

3.Патент RU 2266944 C1, МПК C10C 1/10, 1/12, C07C 15/04, 15/24, 2005.

4.Беренц А.Д., Воль-Энштейн А.Б., Мухина Т.Н.,.Аврех Г.А. Переработка жидких продуктов пиролиза. - М.: Химия, 1985.

5.Патент RU 2231530, МПКC08F240/00, 2002

6.Патент RU 2282609, МПК C07C 1/10, 15/24, BOU 23/882, C08F 240/00, 2006

7. Патент RU 2557000, МПК C07C7/177, C07C7/14, C07C15/24, 2015.
8. Joseph C. Gentry and Meijuan Zeng. Pygas upgrading for European steam crackers. PTQ. Q1 2009, p 103-108.

# ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ СИГНАЛА СЕТИ НА ОСНОВЕ ВЕЙВЛЕТ – КОНСТРУКЦИИ И МОДЕЛИ АВТОРЕГРЕССИИ ПРОИНТЕГРИРОВАННОГО СКОЛЬЗЯЩЕГО СРЕДНЕГО

Горева Т.С., Портнягин Н.Н.
(МГУ имени М.В. Ломоносова филиал г. Севастополь, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В статье рассмотрен алгоритм построения модели сигнала сети с использованием вейвлет – конструкции и модели авторегрессии проинтегрированного скользящего среднего. Предложена вейвлет технология прогноза сигналов сети с импульсными помехами. Проведенные компьютерные эксперименты с моделью подтвердили эффективность построения процедуры прогноза с использованием вейвлет - конструкции, полученные погрешности прогноза сигнала с помехой на уровне 0,1% от уровня сигнала отличаются примерно в два раза от прогноза сигнала без импульсных помех, что позволит обеспечить 1000 кратное подавление импульсной помехи методами активной фильтрации.

**Введение**

Рост установленной мощности нелинейных резкопеременных нагрузок в автономных системах, приводит в ряде случаев, к ухудшению показателей качества электроэнергии.

Первым проявлением низкого качества электроэнергии являются искажения формы синусоидального напряжения в цепях питания, отклонения напряжения за пределы установленных допусков или полные прерывания подачи электроэнергии. Эти возмущения могут быть вызваны гармониками сетевой частоты или неполадками в системе электроснабжения. Они могут длиться от миллисекунд до секунд. Внешние возмущения обычно проявляются как неправильная работа оборудования или его полная остановка [1].

В последнее время возник большой интерес в области разработки активных фильтров сетевой частоты, позволяющих устранить влияния высших гармоник, для обеспечения требуемого качества электроэнергии.

При активной фильтрации основной задачей является разработка эффективного метода идентификации (выделение) кондуктивных помех в электрической сети. Устройство управления обеспечивает формирование соответствующих управляющих сигналов, под воздействием которых широтно – импульсный модулятор активного компенсатора генерирует компенсирующий сигнал.

Разработан активный компенсатор кондуктивных помех для электроэнергетической системы с идентификацией структурных составляющих в ортогональном вейвлет базисе и прогнозом сигнала сети с использованием гибридных нейросетей.

Временной ряд сложной структуры может быть представлен в виде суммы разномасштабных ортогональных компонент $f_j$:

$$f(t) = x_1 f_1(t) + x_2 f_2(t) + ... + x_n f_n(t), \quad (1)$$

$$\sum_i g_i f_j(t_i) f_k(t_i) = \delta_{jk}, \; g_i = 1/\sigma_i^2. \quad (2)$$

Процедуру идентификации компонент $f_j$ построим на применении методов аппроксимации, основанных на разложении функции по базису в пространстве Лебега $L^2(R)$. Учитывая локальный характер анализируемых особенностей, их разномасштабность и разнообразие по форме, наиболее подходящим базисом для представления данных является вейвлет - базис:

$$f_j(t) = \sum_k c_{j,k} \psi_{j,k}(t),$$

где, $\psi_{j,k}$ – базисные вейвлет - функции пространства $L^2(R)$.

Вейвлет - коэффициенты $c_{j,k} = \langle f, \psi_{j,k} \rangle$ рассматриваются здесь как результат отображения $f$ в пространство с разрешением $j$.

Будем использовать нелинейные аппроксимирующие вейвлет - схемы. В этом случае приближение $f$ выполняется $M$ векторами, зависящими от структуры сигнала:

$$f_M = \sum_{m \in I_M} \langle f, \psi_m \rangle \psi_m,$$

где $I_M$ - множество индексов, определяемое структурой сигнала $f$.

Рассмотрим в качестве пространства исходных дискретных последовательностей данных пространство с разрешением $j = 0$

$$V_0 = clos_{L^2(R)}(\phi(2^0 t - k)), k \in Z.$$

В этом случае нулевой уровень детальности $f_0$ соответствует интервалу снятия показаний.

Применяя к данным конструкцию разложения в вейвлет-пакеты, получим схему разложения пространства $V_0$:

$$W_0 = \oplus_{i=1}^{2^m - 1} W_{-j_i} \oplus V_{-n},$$

где $W_0 = V_0$; $W_{-j_i}$ – пространства вейвлет-пакета.

Данные с шумом будут иметь представление

$$y_0(t) = \sum_{-j_i} (g\left[2^{-j_i}\right] + e\left[2^{-j_i}\right]) + f\left[2^{-n}\right] = f_1(t) + f_2(t) + e(t),$$

где компоненты $f_1(t) = \sum_{(-j_i,k) \in I_M} d_n^{-j_i} \psi_{-j_i,k}(t)$, $f_2(t) = \sum_k c_k^{-n} \phi_{-n,k}(t)$, единственным образом определяются последовательностями коэффициентов $\bar{d}^{-j_i} = \{d_k^{-j_i}\}_{k \in Z}$, $\bar{c}^{-n} = \{c_k^{-n}\}_{k \in Z}$: $d_k^{-j_i} = \langle f, \psi_{-j_i,k} \rangle$, $c_k^{-n} = \langle f, \phi_{-n,k} \rangle$, компонента $e(t)$, определяемая коэффициентами $e_k^{-j_i} = \langle e, \psi_{-j_i,k} \rangle$, является шумовой компонентой.

Выделенная составляющая $f_1(t) = \sum g_{-j_i}$ является детализирующей компонентой и определяет локальные особенности структуры данных,

сглаженная составляющая $f_2(t) = f_{-n}$ содержит устойчивые характеристики структуры **[3].**

Компоненты $g_{-j_i}$ и $f_{-n}$ имеют более простую структуру, чем исходный временной ряд $f$, не коррелируют между собой. Эти свойства позволяют выполнить идентификацию моделей для каждой из полученных компонент и объединить полученные представления на основе соотношения (2) в общую модель временного ряда **[5].**

Численный метод идентификации компонент $g_{-j_i}$ и $f_{-n}$ включает следующие операции:

1. выбор аппроксимирующего вейвлет - базиса $\psi_m$;
2. выделение компонент ряда.

Выделенные компоненты $g_{-j_i}$ и $f_{-n}$ аппроксимируются АР – моделью.

Для идентификации АР - модели, может быть использован итеративный подход рис.1:

1. выбирается полезный класс моделей;
2. получают предварительные оценки параметров модели;
3. диагностические проверки позволяют выявить возможные погрешности полученной модели, если погрешности удовлетворяют требованиям, модель готова к использованию.

Этапы 1) – 3) образуют промежуточный этап общей последовательности действий по идентификации многокомпонентной модели временного ряда. При подгонке модели эти этапы должны быть выполнены для различных компонент и на основе результатов диагностических проверок полученных АР - моделей компонент должна быть идентифицирована окончательная модель, общий вид которой:

$$f(t) = \sum_{j,k} s_k^j(t)\psi_{j,k}(t),\ s_k^j(t) = \sum_{l=1}^{p_j} \gamma_l^j \omega_{k-l}^j(t) \qquad (3)$$

где $\gamma_l^j$ – коэффициенты авторегрессии компоненты модели масштаба $j$, $\omega_k^j(t) = \nabla^d r_k^j(t)$, $r_k^j = \left\{d_k^{-j_i}, c_k^{-n}\right\}_{(-j_i,-n)\in I_M}$, $p_j$ - порядок АР - модели компоненты масштаба $j$, $\nabla^d$ - оператор взятия разности назад порядка $d$.

Прогнозирование значения $s_{k+q}^j$, $q \geq 1$ определяет прогноз $s_k^j$ в момент $t = k$ с упреждением $q$. Значение $s_{k+q}^j$ на основе полученной модели (3) можно выразить следующим образом:

$$s_{k+q}^j(t) = \sum_{l=1}^{p_j} \gamma_l^j \omega_{k+q-l}^j(t).$$

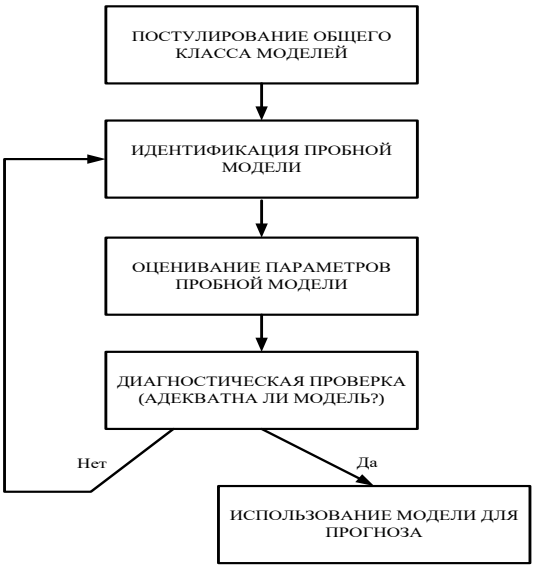



Рис.1. Схема построения модели по временному ряду.

**Моделирование и прогнозирование данных сети**

В таблице 1 приведены результаты моделирования сигналов сети.

Таблица 1

Коэффициенты моделей сигналов сети.

| Вид искажения | Значение константы | Значение 1-го параметра модели | Значение 2-го параметра модели | Значение 3-го параметра модели | Значение 4-го параметра модели | Значение 5-го параметра модели |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Импульсная помеха | -0,00682 | 1,555169 | -0,7478 | 0,782837 | -0,54639 | -0,04492 |
| Восстановленный по лучшему дереву сигнал (чистый сигнал) | -0,00046 | 1,57000 | -0,4692 | 0,162545 | -0,24829 | -0,01612 |

Для импульсных помех идентифицирована АР - модель пятого порядка (рис.2.):

$$\text{АР: } z_t = \tilde{z} + 1{,}5z_{t-1} - 0{,}7z_{t-2} + 0{,}7z_{t-3} - 0{,}5z_{t-4} - 0{,}04z_{t-5}. \quad (4)$$

Для восстановленного по лучшему дереву сигналу идентифицирована АР - модель пятого порядка (рис.3.):

$$\text{АР: } z_t = \tilde{z} + 1{,}5z_{t-1} - 0{,}4z_{t-2} + 0{,}2z_{t-3} - 0{,}2z_{t-4} - 0{,}01z_{t-5}. \quad (5)$$

Построенные модели имеют хорошие характеристики (оптимальное значение дисперсии ошибки, точность прогноза таблица 2).

Произведена оценка АР – моделей с помощью доверительных интервалов рис.4, 6, рассчитаны остатки моделей рис.5, 7.

Рис.2. Прогноз сигнала сети с импульсной помехой

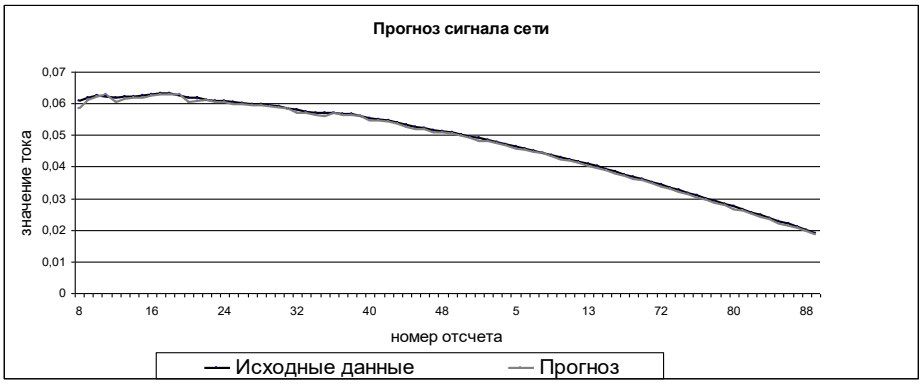



Рис.3. Прогноз сигнала сети с импульсной помехой

Таблица 2 – Характеристики АР моделей.

| Вид возмущения | Длина временного ряда | Время упреждения | Доверительный интервал 95% | Дисперсия ошибки |
|---|---|---|---|---|
| Импульсная помеха | 106 | 5 | 0,00644 | 0,0012 |
| Чистый сигнал | 106 | 5 | 0,021648 | 0,0006 |

Рис.4. Оценка АР – модели сигнала сети с импульсной помехой с помощью доверительного интервала.

Рис.5. Остатки модели прогноза сигнала сети с импульсной помехой

Рис.6. Оценка АР – модели восстановленного по лучшему дереву сигнала с помощью доверительного интервала.

Рис.7. Остатки модели прогноза сигнала восстановленного по лучшему дереву

Предложена вейвлет технология прогноза сигналов сети без помех и с импульсными помехами.

Проведенные компьютерные эксперименты с моделью подтвердили эффективность построения процедуры прогноза на основе вейвлет технологии, полученные погрешности прогноза сигнала с помехой на уровне 0,1% от уровня сигнала отличаются примерно в два раза от прогноза сигнала без импульсных помех, что позволит обеспечить 1000 кратное подавление импульсной помехи методами активной фильтрации.

**Проектирование гибридной сети прогноза помехи**

Каждая разновидность систем искусственного интеллекта имеет свои особенности, например, по возможностям обучения, обобщения и

выработка выводов, что делает ее наиболее пригодной для решения одного класса задач и менее пригодной – для другой.

Например, нейронные сети хороши для задач распознавания образов, но весьма неудобны для выяснения вопроса, как они такое распознавание осуществляют. Они могут автоматически приобретать знания, но процесс их

Обучения зачастую происходит достаточно медленно, а анализ обучения сети весьма сложен (обученная сеть обычно – черный ящик для пользователя). При этом какую – либо априорную информацию (знания эксперта) для ускорения процесса её обучения в нейронную сеть ввести невозможно.

Системы с нечеткой логикой, напротив, хороши для обеспечения получаемых с их помощью выводов, но они не могут автоматически получать знания для использования их в механизмах выводов. Необходимость разбиения универсальных множеств на отдельные области, как правило, ограничивает количество входных переменных в таких системах небольшим изменением.

Теоретически системы с нечеткой логикой и искусственные нейронные сети эквивалентны друг другу, однако на практике у них имеются свои собственные достоинства и недостатки. Данное соображение легло в основу аппарата гибридных сетей, в которых выводы делаются на основе аппарата нечеткой логики, но соответствующие функции принадлежности подстраиваются с использованием алгоритмов обучения нейронных сетей, например, алгоритма обратного распространения ошибки. Такие системы не только используют априорную информация, но могут приобретать новые знания и для пользователя являются логически прозрачными **[2].**

Определение. Гибридная нейронная сеть – это нейронная сеть с четкими сигналами, весами и активационной функцией, но с объединением сигналов и весов сети с использованием Т-нормы, Т-конормы или некоторых других непрерывных операций. Входы, выходы и веса гибридной нейронной сети – вещественные числа, принадлежащие отрезку [0,1].

Функция gbellmf. Задается функция принадлежности так называемого обобщенного колокообразного типа с аналитическим описанием, зависящим от трех параметров: $f(x,a,b,c)=\frac{1}{1+\left|\frac{x-c}{a}\right|^{2b}}$

numMFs – вектор, элементы которого определяют число функций принадлежности, задаваемых для каждого входа [4].

Проведем исследование параметров гибридной системы с помощью экспериментов таблица 3, рис.8 – 10.

Таблица 3. Параметры гибридных нейросетей

| № эксперимента | Длина выборки | **numMFs –** вектор | Кол-во эпох |
|---|---|---|---|
| 1 | 500 | 10 | 1000 |
| 2 | 500 | 50 | 1000 |
| 3 | 500 | 80 | 500 |
| 4 | 500 | 100 | 1000 |

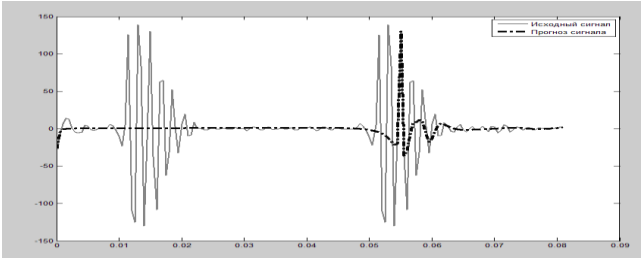



Рис.8 Обучающая выборка и выход системы при numMFs=10, epoch_n=1000.

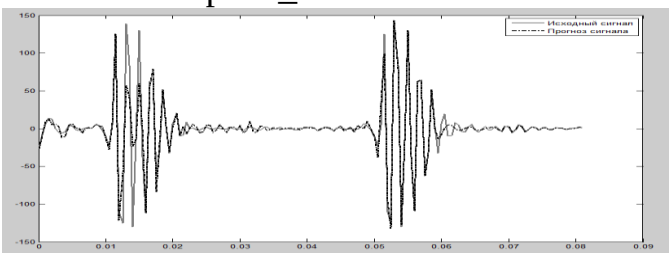



Рис.9 Обучающая выборка и выход системы при numMFs=80, epoch_n=500.

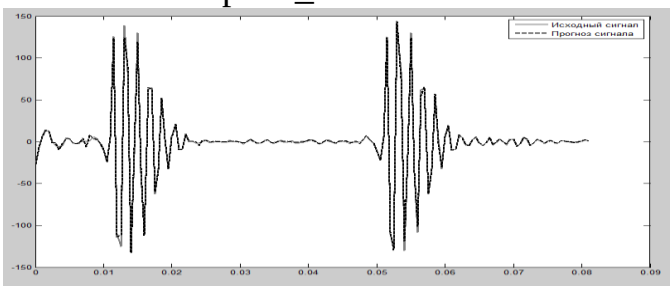



Рис.10 Обучающая выборка и выход системы при numMFs=100, epoch_n=1000.

Этапы решения задач с помощью гибридной нейросети: сбор данных для обучения; подготовка и нормализация данных; выбор топологии сети; экспериментальный подбор характеристик сети; экспериментальный подбор параметров обучения; собственно обучение; проверка адекватности обучения; корректировка параметров, окончательное обучение; вербализация сети с целью дальнейшего использования.

Принцип работы системы управления вейвлет фильтрацией и прогнозом искажений представлен на рис.11.

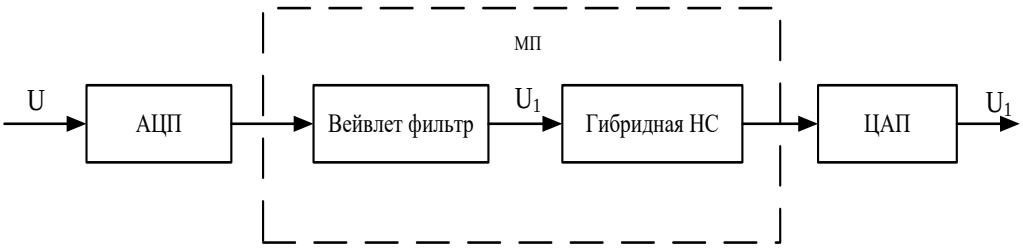



Рис.11 Принцип работы системы управления вейвлет фильтрацией и прогнозом искажений.

Входной сигнал оцифровывается с помощью аналого-цифрового преобразователя и поступает на микропроцессор в виде дискретных отсчетов. В МП с помощью вейвлет фильтра сигнал расщепляется на высокочастотную составляющую (помеху) и низкочастотную составляющую (50 Гц) напряжения.

Выделенные искажающие гармонические составляющие входного сигнала подаются на вход гибридной нейронной сети. Гибридная нейросеть способна прогнозировать изменения искажений в реальном времени.

Выделенные таким образом отсчеты направляются на цифро-аналоговый преобразователь, с выхода которого снимается непрерывный аналоговый сигнал, управляющий работой широтно-импульсного модулятора.

На рис.12 приведен результат компенсации импульсных помех с помощью приведенных выше алгоритмов.

На рисунке 16 видно, что сигнал сети содержит большое количество гармоник. С помощью активного вейвлет фильтра выделяется высокочастотная составляющая сигнала (помеха). Когда активный фильтр начитает работать суммарный ток сети и вейвлет фильтра становится синусоидальным.

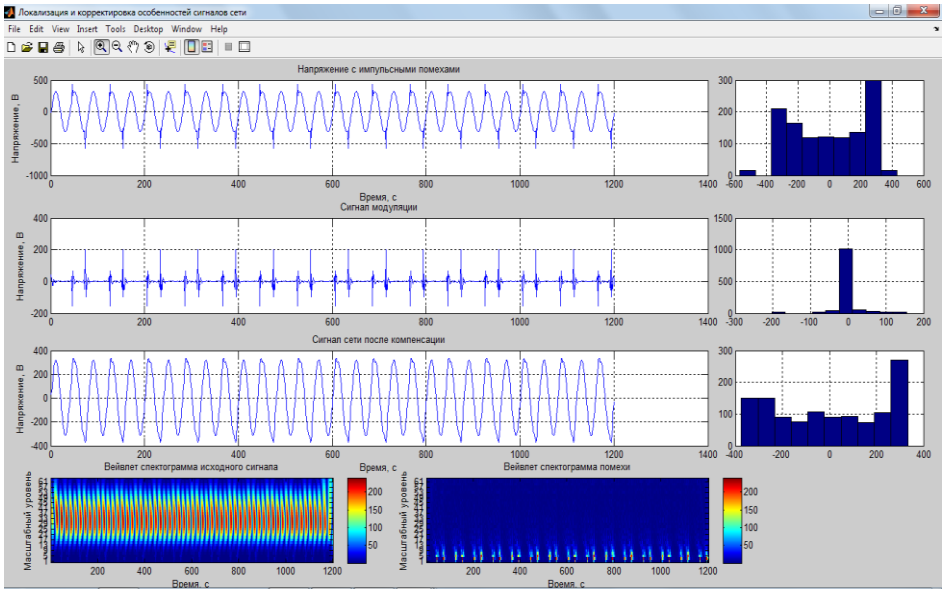



Рис.12 Результат компенсации импульсных помех с помощью приведенных выше алгоритмов [6].

**Выводы**:

Классический спектральный анализ предполагает, что подлежащий анализу сигнал является периодическим и его значения в начале и в конце интервала анализа совпадают. Если это не так, то на спектр сигнала налагаются спектры разрывов, что ведет к появлению лишних составляющих спектра и сильному его искажению. При обычном спектральном анализе с помощью временных окон из сигнала выделяется область с плавным спадом к нулю у границ интервала анализа. Тем самым разрывы сигналов предотвращаются.

Предложена вейвлет технология выделения импульсной помехи и технология прогноза изменения импульсной помехи с помощью гибридной нейронной сети.

Проведенные компьютерные эксперименты с моделью подтвердили эффективность построения процедуры прогноза на основе совмещения вейвлет технологии и гибридных нейросетей, полученные погрешности прогноза искажений попадают в 95% доверительный интервал. Анализ результатов позволяет сделать вывод о целесообразности применения гибридных нейросетей для прогноза импульсных помех.

Разработано алгоритмическое обеспечение процессов управления качеством электроэнергии в электроэнергетической системе.

Разработаны численные методы и алгоритмы идентификации *опорной частоты* (50 Гц) сигнала сети и *особенностей* его структуры (составляющие других частот).

**Список литературы**


1. Куско, А. Качество энергии в электрических сетях. / А. Куско, Марк Томпсон. – М.: Додэка, 2008. – 333 с.
2. Хайкин, Саймон. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание.: Пер. с анг. – М.: Издательский дом «Вильямс» 2006. – 1104 с.
3. Чуи, Ч. Введение в вейвлеты: Пер. с анг. / Ч. Чуи – М.: Мир,2001. – 412 с.
4. Медведев, В.С. Нейронные сети. MATLAB 6 / В.С. Медведев, В.Г. Потемкин. /Под ред. к.т.н. В.Г. Потемкина. – М.: ДИАЛОГ – МИФИ, 2002. – 496 с.
5. Stephane Mallat, A Wavelet tour of signal processing. Пер. с английского, – М.: Мир, 2005. – 671 с.

Горева Т.С. Свидетельство об отраслевой регистрации комплекса программ для ЭВМ № 16746: «Полезная модель на фильтрокомпенсирующее устройство импульсных и флуктуационных помех случайного характера, возникающих в системах электроснабжения, с идентификацией в ортогональном вейвлет - базисе»./ Т.С. Горева, С.Е. Кузнецов, Н.Н. Портнягин / М.: ИНИМ РАО, 2011 г.

# КОНЦЕПЦИЯ БЛОКИРОВАНИЯ ПРЯМЫХ МОЛНИЕВЫХ РАЗРЯДОВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.

Белоусенко И.В., Портнягин Н.Н., Рябов Ю.Г., Ермаков К.В.
(РГУ нефти и газа(НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Энергодиагностика»)

**В работе рассмотрены проблемы эксплуатации существующих систем молниезащиты (МЗ), проектируемых на базе современных методик (принятых в РФ и Европе), которые основаны на принципе привлечения молниевых разрядов (МР) к элементам МЗ. Предложен новый принципиальный подход к организации защиты наземных защищаемых объектов (далее – объект) от молниевых разрядов путем блокировки развития молниевого разряда в защищаемой области.**

**Ключевые слова:** молниезащита, молниеотводы, совместимость, модернизация, предложения.

Работа современных систем молниезащиты базируется на провоцировании молниевых разрядов в назначенные (определённые) элементы молниезащиты, которые должны обеспечивать безопасное упорядоченное растекание тока молнии.

На практике, при обеспечении достаточного уровня защиты от прямых молниевых разрядов расстояние от молниеотвода до защищаемых объектов не превышает 50м, что увеличивает уровни вторичных воздействий молниевых разрядов (занос потенциала, формирование магнитных и электрических полей).

Опыт эксплуатации также показывает, что после установки молниеотводов увеличивается плотность грозовых разрядов в защищаемой области. Например, для Тюменской области службами эксплуатации фиксируются в среднем до 6 разрядов в защищаемый объект за 1 грозу, и около 10 гроз в районе объекта в год при нормативной среднегодовой грозовой активности 6 разрядов в 1 кв. км. (40-60ч). С учетом того, что проектирование молниезащиты осуществляется на базе значений грозовой активности в регионе, увеличение плотности грозовых разрядов влечет к неучтенному увеличению вероятности прорыва МР через созданную систему молниезащиты.

При этом, с увеличением высоты молниеотвода резко снижается эффективность защиты объекта от прямых ударов нисходящих молний. В качестве примера можно привести нередко наблюдаемые случаи боковых молниевых разрядов в телевизионные башни, также фиксируются случаи ударов молнии в основание башен и в расположенные рядом с ними объекты. Причина этого в том, что за счет многокомпонентного состава молниевого разряда первичные компоненты разряжают молниеотвод и для

последующих компонент становятся наиболее привлекательными соседние сооружения, на которых встречный заряд сохранился (что обеспечивается при отсутствии единого заземляющего устройства (далее – ЗУ), обычно выполняемого на взрывоопасных объектах).

В ПАО «Газпром» эту проблему пытались минимизировать вводом примечания к таблице 2 в п. 5.1.2 Р Газпром 2-6.2-676-2012 «Методика и порядок расчета системы молниезащиты объектов ОАО «Газпром» которое звучит «Запорно-регулирующая арматура линейной части газопродуктопроводов и технологических объектов КС, нефтегазоконденсатных месторождений и ПХГ не подлежит защите молниеприемниками от ПУМ». Однако, при этом сохраняется не нормативное значение вероятности поражения объекта прямым разрядом молнии.

Для повышения эффективности защиты опасных производственных объектов от прямых МР рассмотрим новые принципы МЗ, которые можно рассматривать в перспективе для построения методик организации молниезащиты опасных производственных объектов.

В прошлом веке на рынке развитых стран появились комбинированные системы МЗ, молниеприемники, альтернативные традиционным. Во Франции – «активные» - ускоряющего (системы с упреждающей эмиссией) и блокирующего типов. В оборонной промышленности России и в США известны игольчатые молниеотводы – блокирующие развитие восходящих лидеров, отводящие нисходящие лидеры от объекта. В РФ также заявлены блокирующие МР молниеотводы эквипотенциального (купольного) типа.

Опыт эксплуатации систем активных молниеотводов не показал значительного увеличения зоны молниезащиты в сравнении с Франклиновскими стержнями, а сопутствующие Франклиновским стержням недостатки в них еще более усиливаются.

Использование активных молниеотводов может только усугубить вышеперечисленные проблемы. Очевидна актуальность внедрения принципиально новых методик построения МЗ наземных объектов ПАО «Газпром», которые должны базироваться на принципах блокирования развития или рассеивания молниевых разрядов в защищаемой зоне. Для этого необходимо обеспечить предупреждение перехода коронного разряда у вершины защищаемого объекта в стримерную форму, т.е. ток вершины радиуса молниеотвода не должен превысить критическое значение.

Выполнение указанных условий можно обеспечить на принципе точечной разрядки, заключающейся в стекании заряда с острия многочисленных иголок в окружающую атмосферу и создания тем самым объемного заряда, препятствующего развитию восходящих лидеров и задерживающих движение нисходящих лидеров молнии. На данном принципе еще в 1935 году использовались «Метелочные антенны», а в авиации применяются специальные рассеиватели заряда (рисунок 1).

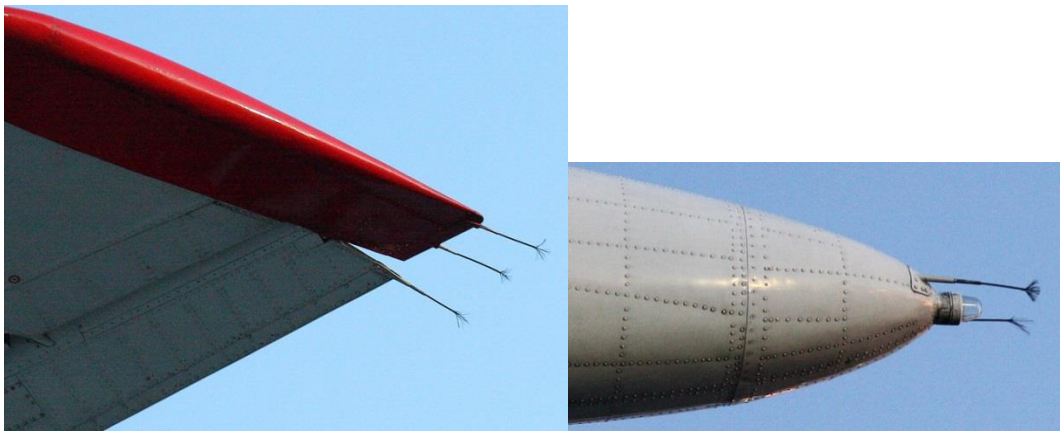


Рис. 1. Рассеиватели заряда на конструкции самолетов.

В основе функционирования игольчатой конструкции молниеотвода, представляющего собой каркас по форме полусферического дождевого зонта с множеством (более 1000) игл-электродов (~0,1см), лежит принцип дробления коронного тока по многочисленным очагам короны.

Воспламенение короны происходит (Ек ~100 кВ/м) ниже уровня окружающей вершину объекта среды грозового нарастающего ЭП, инициирующего переход коронного разряда в стримерную форму, необходимую для старта от вершины сооружения встречного (восходящего) лидера. Поэтому, движущийся сверху лидер нисходящего МР «не видит» защищаемый объект.

**Механизм работы игольчатой конструкции молниеотвода.**

Механизм блокирования восходящих и нисходящих лидеров МР игольчатым молниеотводом. На рис. 2 (на трех электродах) иллюстрируется принцип механизма развития противодействия вихревого электрического поля (ЭП) Е2, Е3 ансамбля электродов нарастающему dE/dt грозовому ЭП, препятствующего развитию канала восходящего лидера и блокирующего прорыв к защищаемому объекту приближающегося нисходящего лидера МР.

На рисунке 2 магнитное поле В1 тока коронного разряда I1 в среднем стержне I, вызванного увеличивающийся напряженностью (dE/dt) электрического потока между молниеприемником (имеющим потенциал земли) и наэлектризованным пространством, возбуждает вихревое ЭП Е1, которое в левом II и правом III стержнях индуктирует токи I2 и I3. Возбуждаемые магнитными полями В2 и В3 этих токов противоположно направленные вихревые ЭП Е2 и Е3 будут противодействовать, снижать индукционный первичный ток I1 в среднем стержне, препятствуя дальнейшему нарастанию тока, притекающего в молниеприемник (в стержни) по токоотводу из заземлителя, вызванного нарастающим ЭП

(dE/dt). Чем ближе стержни расположены друг к другу, тем больше диапазон уровня их взаимодействия и тем выше диапазон защиты нарастающим ЭП.

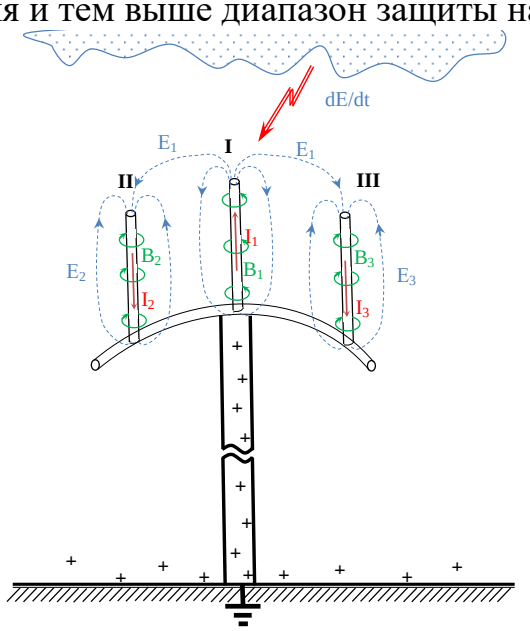



Рис. 2. Схема механизма противодействия вихревого электрического поля Е2, Е3 ансамбля электродов нарастающему dE/dt грозовому электрическому полю

Повышение напряженности dE/dt над игольчатым молниеотводом вызовет в электродах обратные (окончание правильно, полей много т.к. для каждого электрода) направлению действия грозового ЭП вихревые ЭП, которые будут подавлять процесс развития условий, необходимых для формирования канала восходящего лидера, блокируя нарастание тока Iк. При отсутствии восходящего канала от игольчатого молниеотвода двигающийся от тучи нисходящий лидер даже по случайной траектории, попадающей в зону защиты молниеприемника, «не увидит» защищаемое сооружение и направится к другому объекту или молниеловушке (мачта, столб освещения, вышка, дерево), над которыми «прорастает» восходящий канал, несущий заряд другой полярности.

Аналогичный принцип известен в качестве коэффициента использования при построении заземляющего устройства на базе вертикальных электродов. К примеру, в справочнике «Заземляющие устройства электроустановок» Р.Н. Карякина с.313. рекомендовано выдерживать расстояние от одного электрода до другого должно быть не менее его длины.

Когда нисходящий лидер встретится с каналом восходящего лидера молниеловушки в отдалении от защищаемого объекта, произойдет электрическое замыкание пространства «туча – земля». Снизится напряженность ЭП пространства. В течение нескольких микросекунд (еще до начала главного МР) объемный заряд молниеприемника,

пространственный заряд токоотвода и конструкции заземленного объекта под воздействием индукционного вихревого ЭП обратной полярности разряжаются сами на себя. Напряжение на поверхности земли спадает до нуля на расстоянии несколько метров от объекта.

В процессе снижения напряженности ЭП (dE/dt) приземного пространства ток коронного разряда I1 на среднем стержне I будет уменьшаться, что вызовет снижение токов I2 и I3. По правилу Ленца во всех стержнях произойдет мгновенное изменение на обратное направление действия вихревых ЭП, которые будут стремиться поддержать затухающие токи I1, I2 и I3, препятствуя их снижению за счет уменьшения объемного заряда и разряда распределенных емкостей конструкции сооружения и элементов МЗ.

Наглядное моделирование защитных свойств ансамбля электродов. Сравним защитные свойства ансамбля игольчатых электродов, заключающиеся в отсутствии искровых пробоев при воздействиях статической напряженности ЭП высоких уровней, со стойкостью подобного одиночного стержневого электрода к данным условиям воздействия. Моделирование грозовых воздействий ЭП выполняли на двух макетных образцах молниеприемников – ансамблях стержневых и игольчатых конструкций. Аналогичные конструкции компания «LEC» использует в натурных условиях для МЗ объектов. Процесс защиты проиллюстрирован тремя наглядными фрагментами из двух видеофильмов, представленных компанией «LEC» (рисунок 3 [6] и рисунок 4 [7].)

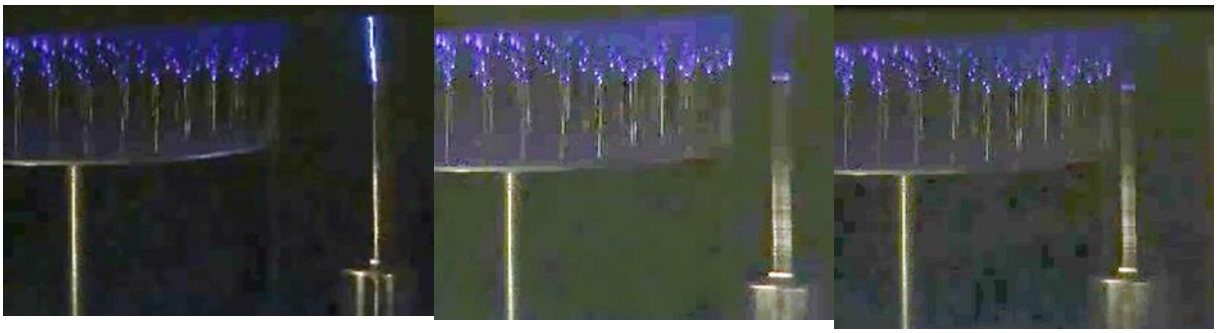


Рис. 3а. Рис. 3б. Рис. 3в.

Рис. 3. Фрагменты сближения одиночного стержня к ансамблю сборки электродов – моделирование условий воздействия ЭП грозовой напряженности [9].

В первом случае имитировалось статическое воздействие ЭП высокого уровня грозовой тучи в промежутке между двумя металлическими пластинами (рисунок 3). К нижней пластине была прикреплена сборка стержневых электродов (ансамбль). Одиночный стержневой электрод

размещался отдельно от сборки электродов. Верхние точки электрода и сборки располагались на одной высоте.

Рис. 4а

Рис.4б

Рис. 4в

Рисунок 4.Фрагменты сближения одиночного стержня к ансамблю сборки игольчатых электродов - моделирование условий воздействия ЭП приближающегося нисходящего лидера [10].

После подачи напряжения на пластины на одиночном электроде, расположенном на расстоянии от сборки больше его высоты, происходит искровой разряд, а на вершинах сборки электродов наблюдается свечение (атомов азота N) синего цвета, вызванное ионизацией воздуха (рисунок 3, а). При приближении электрода к сборке искрение прекращается в результате взаимодействия тела стержня с токами смещения (справа) электродов сборки, порождающего противоположно направленный индукционный ток. Из рисунок 3, б видно, что над вершиной одиночного электрода «прорастает» ионизационный ток, уже не переходящий в искровой разряд. Со стороны приближения одиночного электрода заметно увеличение ионизационного тока сборки, определяемого как результат взаимодействия их полей (см. рисунок 2). При дальнейшем сближении одиночный электрод становится частью ансамбля электродов сборки, что подтверждается снижением справа тока сборки на рисунок 3,в.

На рисунок 3 шар имитирует воздействие ЭП головки зарядов приближающегося нисходящего лидера МР. Приближаясь к устройству игольчатых электродов, одиночный электрод последовательно проходит следующие стадии взаимодействия с ЭП головки зарядов: искровые разряды (рисунок 3, а); эмиссия зарядов рисунок 3б; электрод становится частью устройства игольчатых электродов, рисунок 3в [7]. Над электродами нет объемного заряда и нет искрового пробоя!

Именно механизм противодействия на рисунок 2 в ансамбле стержневых электродов (игл) является управляющим (экранирующим) устройством, которое, защищая объект в условиях грозы, задерживает формирование восходящего лидера, и создает условия для переноса

взаимодействия приближающегося нисходящего лидера с восходящим каналом в другом месте (в молниеловушку в виде небольшого стержня).

**Вывод**. Существующие нормативные системы молниезащиты на базе Франклиновских стержней, провоцирующие молниевые разряды, не достаточно эффективны для защиты электротехнических комплексов и систем опасных производственных объектов. Перспективными могут быть системы молниезащиты на принципе блокирования развития молниевых разрядов в защищаемой области.

**Список литературы**

1. Roy, B. Preventing direct strikes / B. Roy, Jr. Carpenter. // Lightning Eliminators & Consultants, Inc., August 2005.

2. Roy, B. A hybrid lightning strike protection system / B. Roy, Jr. Carpenter. // Lightning Eliminators & Consultants, Inc., August 2005.

3. Bazelyan, E.M. Non-stationary corona around multi-point system in atmospheric electric field» I. Onset electric field and discharge current / E.M. Bazelyan, Yu. P. Raizer, N. L. Aleksandrov // Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics. 2014, V. 109.

4. Ермаков, К.В. Рациональные электрофизические методы обеспечения защиты объектов и технических средств от воздействия прямых молниевых разрядов (часть II)» [Текст] / К.В. Ермаков, Ю.Г. Рябов. // Технологии ЭМС. – 2011. – №1.

5. Патент на изобретение № 2456727 от 20 июля 2012 г. (RU). Способ молниезащиты и устройство для его реализации / Ю.Г. Рябов, С.Н. Тюренков.

6. Интернет https://www.youtube.com/watch?v=mvCnYb3Ryzc - https://www.youtube.com/watch?v=MwKSM5BsqII.

7. Интернет https://www.youtube.com/watch?v=CpWbgKCZiqQ.

8. Фрюнгель, Ф. Импульсная техника. (Пер. с немецкого) [Текст] / Ф. Фрюнгель. – М.-Л.: Энергия. – 1965.

9. Резвых, К.А. Расчет электростатических полей в аппаратуре высокого напряжения [текст] / К.А. Резвых. – М.: Энергия. – 1967.

10. Рябов, Ю.Г. Принципы модернизации молниезащиты жилых домов и сооружений [Текст] / Ю.Г. Рябов, К.В. Ермаков, С.Н. Тюренков // Технологии ЭМС. – 2014. – № 2 (49).

УДК [552.1:53]:662.27

# АНАЛИЗ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Мельникова Е.В., Ивченко О.В., Пылёв Е.А., Нифантов В.И.,
Пищухин В.М., Ивченко М.В., Чурикова И.В.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

С целью повышения эффективности освоения и эксплуатации скважин необходимо для каждого конкретного случая устанавливать оптимальный диапазон изменения депрессии, при которой обеспечивается проектный дебит и продуктивность без разрушения пласта-коллектора и других осложнений.

Вместе с тем, опыт разработки месторождений Крайнего Севера (МКС), Прикаспийской впадины и других нефтегазовых провинций РФ показал, что в 75 % скважин степень вовлечения в разработку вскрытой продуктивной толщи не превышает 50 %, а в скважинах вскрывших валанжинские отложения МКС средняя степень освоения не превышает 33 %. Треть скважин имеет степень освоения менее 20 %. Для обеспечения проектного дебита углеводородов (УВ) эксплуатация таких скважин происходит при повышенных депрессиях, что приводит к их преждевременному обводнению, разрушению коллектора в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП), дополнительным затратам на капитальный ремонт и выводу в бездействующий фонд [1-7 и др.].

Эффективность освоения скважин определяется как качеством вскрытия пластов и заканчивания скважин, так и петрофизическими характеристиками горных пород в ПЗП, а также физико-химическими свойствами насыщающих их пластовых флюидов.

Для достижения высокой эффективности работ по вызову и интенсификации притока УВ необходимо учитывать изменение свойств горных пород в ПЗП и пластовых флюидов на разных этапах разработки месторождений и эксплуатации скважин. Величина депрессии при освоении скважин должна определяться с учетом постоянно изменяемых напряженного состояния ПЗП и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород пластах-коллектора, которые существенно отличаются от их первоначальных значений.

В опубликованной литературе [7-11 и др.] величину депрессии при опробовании, испытании и освоении скважин рекомендуется выбирать с учетом величины репрессии промывочной жидкости на пласт, глубины её проникновения в ПЗП, в размере до 50 % от величины пластового давления, а также по критерию устойчивости горных пород, который определяется на основе проведения газогидродинамических исследований (ГГДИ). Создавая повышенные депрессии, увеличивается сжимаемость пород в ПЗП, что

затрудняет приток УВ в скважину. В процессе эксплуатации месторождения уменьшается пластовое давление, что также приводит к увеличению напряженного состояния ПЗП, снижению продуктивности и дебитов скважин.

Авторами была обобщена геолого-промысловая информация по освоению разведочных скважин на Чаяндинском месторождении Восточной Сибири, запасы которого представлены сложнопостроенными коллекторами.

Геологический профиль залегания продуктивных горизонтов и структурно-тектоническая схема ЧНГКМ представлена на рисунках 1 и 2.

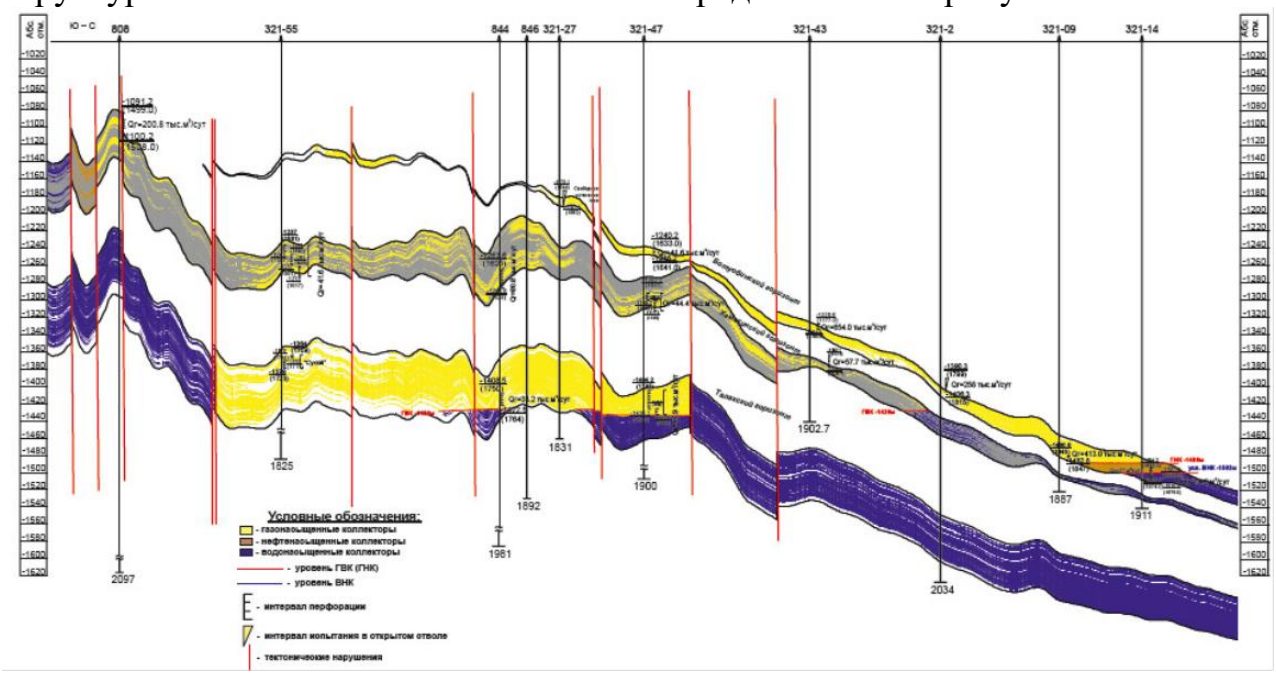



Рисунок 1 – Геологический профиль залегания продуктивных горизонтов ЧНГКМ

Площадь месторождения разделена тектоническими нарушениями на 16 гидродинамически-изолированных блоков:

– Северный (2 блока: Сев-зап, Сев-осн.)
– Южный-I (4 блока: Юж I-1, Юж I-2, Юж I-3, Юж I-4);
– Южный-II (4 блока: Юж II-1, Юж II-2, Юж II-3, Юж II-4);
– Саманчакитский (5 блоков: Сам-0, Сам-1, Сам-2-сев, Сам-2-юж, Сам-3, Сам-4);
– Восточно-Талаканский.

ЧНГКМ – многопластовое месторождение, включающее три продуктивных горизонта, фильтрационно-емкостные свойства которых изменяются в широких пределах.

Литолого-стратиграфическая характеристика горных пород пластов-коллекторов приведена ниже.

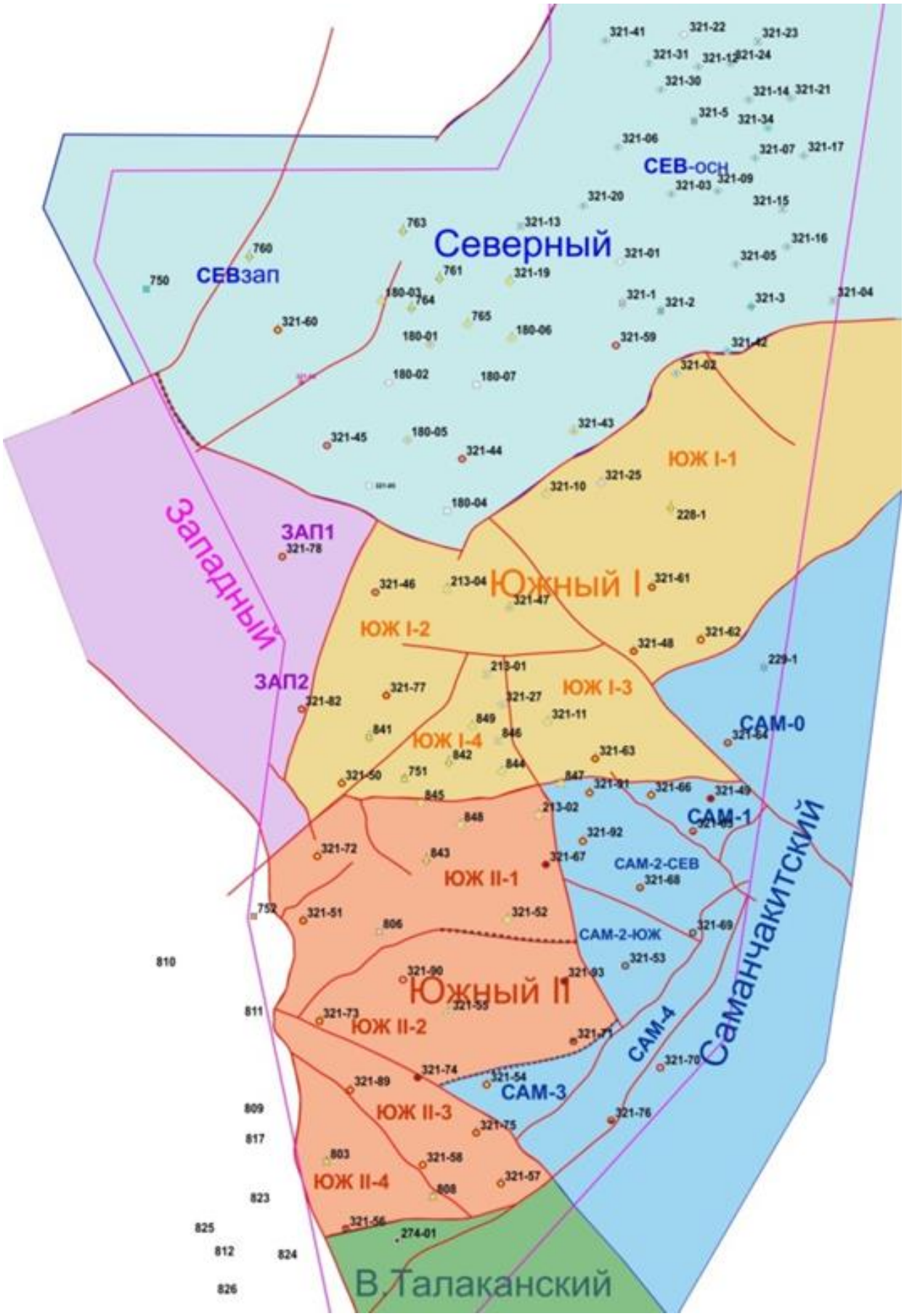



Рисунок 2 – Структурно-тектоническая схема Чаяндинского НГКМ

**Ботуобинский горизонт**

Отложения представлены песчаниками, преимущественно, кварцевого состава с подчиненными прослоями алевролитов.

В пределах месторождения ботуобинский горизонт разделен серией тектонических нарушений на пять крупных блоков - Северный, Западный, Южный-I, Южный-II и Саманчакитский, в которых выделены 14 самостоятельных залежей: 12 газоконденсатных и 2 нефтегазоконденсатные с нефтяной оторочкой.

Начальное пластовое давление по залежи Саманчакитского блока составляет 13,1 МПа по остальным залежам ботуобинского горизонта - 13,2 МПа, начальная пластовая температура - 9 °С.

По результатам интерпретации ГИС ботуобинского продуктивного горизонта:

– общие толщины пласта изменяются от 2,8 м (скв. 321-60) до 26,2 м (скв. 321-07) при средней 9,2 м;

– эффективные газонасыщенные толщины - в интервале от 0,6 м (скв. 321-24) до 21,3 м (скв. 321-5) при средней - 6,3 м;

– эффективные нефтенасыщенные толщины - в интервале от 2 м (скв. 321-31) до 13,1 м (скв. 321-22) при средней - 6,6 м.

По данным керновых исследований:

– пористость коллекторов составляет 4,1-27,2 %;

– проницаемость изменяется в пределах 0,025 - 263 мД.

**Хамакинский горизонт**

Отложения представлены неравномерным чередованием пластов песчаников, гравелитов, алевролитов с прослоями аргиллитов. Песчаники весьма разнообразны по литологическим свойствам.

Хамакинский горизонт разбит системой тектонических нарушений на шесть крупных блоков - Северный, Западный, Южный-I, Южный-II, Саманчакитский и Восточно-Талаканский. В каждом из блоков выделены самостоятельные залежи, ограниченные более мелкими тектоническими нарушениями.

Всего выделено 16 залежей: 11 - газоконденсатные, 4 - нефтегазоконденсатные (с нефтяными оторочками) и 1 - нефтяная.

Начальное пластовое давление по залежам хамакинского горизонта изменяется от 12,6 до 13 МПа, начальная пластовая температура - 10 °С.

По результатам интерпретации ГИС хамакинского продуктивного горизонта:

– общая толщина хамакинского горизонта в среднем составляет 38,2 м при изменении от 3,6 м (скв. 321-78) до 134,9 м (скв. 321-65);

– эффективные газонасыщенные толщины пласта достигают 10,7 м при изменении от 1 м (скв. 213-01) до 47 м (скв. 321-91);

– эффективные нефтесыщенные толщины - в интервале от 4,7 м (скв. 321-93) до 14,3 м (скв. 274-01) при средней 7,6 м.

По данным исследования керна:

– пористость коллекторов хамакинского горизонта в пределах от 1,0 до 21 %;

– проницаемость - от 1 до 2000 мД.

**Талахский горизонт**

Талахский горизонт литологически неоднороден, представлен неравномерным переслаиванием гравелитов, песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Отложения талахского горизонта разбиты серией тектонических нарушений на четыре блока: Северный, Южный-I, Южный- II и Саманчакитский. В каждом из блоков более мелкие тектонические нарушения ограничивают самостоятельные залежи.

Всего в продуктивном горизонте выделено 9 газоконденсатных залежей.

Начальное пластовое давление по залежам Хамакинского горизонта изменяется от 12,6 до 13 МПа, начальная пластовая температура - 10 °С.

По результатам интерпретации ГИС талахского продуктивного горизонта:

– средняя общая толщина талахского горизонта - 65,0 м при изменении от 29,8 (скв. 180-02) до 138,4 м (скв. 806);

– средняя эффективная газонасыщенная толщина - 21,5 м при изменении от 0,9 м (скв. 321-67) до 48,5 м (скв. 321-27).

По данным исследований кернового материала:

– пористость коллекторов талахского горизонта составляет 3,0-16 %, редко достигая 20 %;

– проницаемость - от непроницаемых до 600 мД, в отдельных случаях до 1000 мД.

В таблице 1 приведены результаты освоения и пробной эксплуатации разведочных газовых скважин ботуобинского горизонта ЧНГКМ.

Продуктивные терригенные отложения ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ характеризуются неравномерной фациальной изменчивостью, которая связана с неоднородностью литологического состава, неравномерным засолонением пород, большим диапазоном изменения ФЕС по площади и разрезу. Сложность геологического строения Чаяндинского НГКМ вызвана также наличием тектонических нарушений и блоковым делением продуктивных горизонтов. Также необходимо отметить, что во всех газоконденсатных залежах ботуобинского горизонта разведочными скважинами не вскрыты газо-водяной контакт (ГВК). Пластовая вода данного горизонта опробована в 9-ти скважинах, расположенных в районе нефтяных оторочек, и 2-х скважинах, находящихся за контуром продуктивности.

Исходя из коэффициента удельной продуктивности скважины объединены условно в четыре группы (по результатам опробования и испытания скважин) [1]:

- I группа вошли 6 скважин: 180-05, 321-01, 321-06, 321-3, 321-41, 321-43 (209,9 ≥ $К_{уд.прод.}$ ≥ 33,6 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м); $К_{уд.прод.ср}$ = 74,5 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м));

- II группа – 10 скважин: 765, 180-01, 321-03, 321-08, 321-09, 321-10, 321-15, 321-16, 321-20, 321-30 (22,3 ≥ $К_{уд.прод.}$ ≥10,8 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м); $К_{уд.прод.ср}$ =15,7 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м));

- III группа – 7 скважин: 180-06, 321-05, 321-1, 321-11, 321-19, 321-47, 321-47 (9,1 ≥ $К_{уд.прод.}$ ≥5,5 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м); $К_{уд.прод.ср}$ =7,5 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м));

- IV группа – 7 скважин: 180-02, 213-01, 321-25, 321-45, 321-5, 321-50, 321-52 (3,7 ≥ $К_{уд.прод.}$ ≥0,03 тыс.м3/(МПа·сут·м); $К_{уд.прод.ср}$=1,1 тыс.м3/(МПа·сут·м)).

Из таблицы 1 видно, что для скважин I-III групп при относительно одинаковой вскрытой эффективной толщины пласта и меньшей депрессии дебит выше, чем для скважин IV группы.

Установлена положительная тенденция влияния проницаемости на продуктивность. Так проницаемость по керну ПЗП самой низкопродуктивной скв. 321-45 ($К_{уд.прод.min}$ = 0,03 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м)) составляет $К_{пр}$ = 49 мД (по керну), а проницаемость ПЗП высокопродуктивной скв. 321-30 ($К_{уд.прод.max}$ = 209,9 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м)) равна 673,4 мД (по керну).

В скважинах I и II групп нет острой необходимости в интенсификации, т.к. увеличение депрессии приводит к росту их дебита и продуктивности (за исключением скв 321-5). Например, с увеличением депрессии в скв. 321-01 с 0,79 МПа до 1,34 МПа дебит увеличился с 410,9 тыс.м$^3$/сут до 550 тыс.м$^3$/сут.

В скважинах с коэффициентом удельной продуктивности менее 10 тыс.м$^3$/(МПа·сут·м) необходимо проводить интенсификацию как после их заканчивания бурением, так и в процессе эксплуатации (после длительного и сложного капитального ремонта скважин (КРС) или после вывода их из консервации, когда скважины не выходят на режимные (проектные) параметры эксплуатации. Из рассмотренных разведочных скважин ЧНГКМ, условно отнесенных к III и IV группам по удельной продуктивности, одиннадцать скважин находятся в консервации.

Таблица 1 – Обобщенные результаты по разведочным скважинам, пробуренным в газовой зоне Чаяндинского НГКМ (ботуобинский горизонт)

| Группы скважин | Количество скв. | Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа | Эффективная газонасыщенная толщина пласта ($h_{эф}$), м | ФЕС по данным (диапазон измерения, среднее значение) | | | Удельная продуктивность ($K_{уд.прод.}$), тыс.м$^3$/(МПа·сут·м), (диапазон измерения, **среднее значение**) | Дебит газа (Qг), тыс.м$^3$/сут, (диапазон измерения, **среднее значение**) | Депрессия на пласт ($\Delta P_{деп}$), МПа, (диапазон измерения, **среднее значение**) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ГИС | | керна | | | |
| | | | | $K_{пр}$, мД | m, % | $K_{пр}$, мД | | | |
| I | 6 | 13 ÷13,4 | 6,6÷14,7 | 1,75÷897,3<br>**64,7** | 12,4÷18,2<br>**15,6** | 0,2÷1658<br>**292,3** | 33,6÷209,9<br>**74,5** | 232,5÷507,0<br>**363,6** | 0,2÷1,1<br>**0,8** |
| II | 10 | 13,1÷13,4 | 7,6÷19,9 | 0,2÷784,3<br>**210,3** | 12,3÷19,8<br>**15,2** | 0,1÷2025<br>**263,7** | 10,8÷22,3<br>**15,7** | 181,0÷447,0<br>**306,6** | 1,1÷2,4<br>**1,8** |
| III | 7 | 12,8÷13,6 | 4,6÷12,7 | 1,24÷692<br>**53,9** | 10,2-20,2<br>**13,3** | 0,1÷1015<br>**191,2** | 5,5÷9,1<br>**7,5** | 41,6÷291,0<br>**166,7** | 0,94÷3,5<br>**2,5** |
| IV | 7 | 12,9÷13,4 | 1,6÷21,5 | 0,52÷1127<br>**65,7** | 6,9-18,5<br>**12,3** | 2,4÷2238,6<br>**240,8** | 0,03÷3,7<br>**1,1** | 2,2÷186,0<br>**46,1** | 2,7÷11,4<br>**5,8** |

Таблица 2. Результаты опробования разведочных скважин в колонне по продуктивным горизонтам

| **Глубина залегания продуктивных горизонтов (м) и их ФЕС** | **Распределение скважин по максимальным дебитам газа $Q_г^{max}$ ,тыс.м$^3$/сут при депрессиях на пласт (ΔР, МПа)** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **«сухие»** | **< 100** | **100÷200** | **200÷300** | **300÷400** | **> 400** |
| **Ботуобинский горизонт** | | | | | | |
| **1473-1482 (скв. 751)<br>1979-1994 (скв. 321-23)<br>$K_{ср}$=0,025-6263 мД<br>$m_{ср}$=4,1-27,2%** | 21 | 15<br>(0,8-6,8) | 3<br>(1,1-3,1) | 7<br>(1,6-3,5) | 7<br>(1,2-2,0) | 7<br>(0,6-1,4) |
| Всего 85 скв.: 21 скв. «сухие» (3 ГС); 15 низкопродуктивных; 17 скв. с 100≤ $Q_г$≤ 400 тыс. м$^3$/сут; 7 скв. с дебитом $Q_г$ более 400 тыс.м$^3$/сут | | | | | | |
| **Хамакинский горизонт** | | | | | | |
| **1353-1423 (скв. 817)<br>1881-1898 (скв. 321-20)<br>$K_{ср}$=1-6000 мД<br>$m_{ср}$ =1,0-21,0%** | 5 | 29<br>(1,2-10,4) | 6<br>(2,7) | 7<br>(2,2-2,7) | 1 | 4<br>(1,5-2,0) |
| Всего 75 скв.: 5 скв. «сухие»; 29 скв. низкопродуктивных (2 ГС); 14 скв. с 100≤ $Q_г$≤ 400 тыс. м$^3$/сут (1 ГС); 4 скв. с $Q_г$ более 400 тыс. м$^3$/сут | | | | | | |
| **Талахский горизонт** | | | | | | |
| **1547-1597 (скв. 752)<br>1885-1950 (скв. 228-1)<br>$K_{ср}$=0-1000 мД<br>$m_{ср}$ =3,0-16,0%** | 3 | 12<br>(2,44-7,4) | 4<br>(2,11-6,0) | 4<br>(2,03-2,8) | - | - |
| Всего 48 скв.: 3 скв. «сухие» (2 ГС); 12 низкопродуктивные, 8 скв. с 100≤ $Q_г$≤ 300 тыс. м$^3$/сут; скважин с $Q_г$ > 300 тыс. м$^3$/сут - нет | | | | | | |

Таблица 3. Результаты газогидродинамических исследований разведочных скважин ЧНГКМ по продуктивным горизонтам

| **Интервал перфорации, м** | **Распределение скважин по максимальным дебитам газа $Q_г^{max}$ ,тыс.м$^3$/сут при диаметре диафрагмы $D_{диаф}$ (мм)** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **«сухие»** | **< 100** | **100÷200** | **200÷300** | **Более 300** |
| **Ботуобинский горизонт** | | | | | |
| **1430,6 – 1493 ……. 1939-1918** | 7 | 7 (2,2-7,2) | 2 (16,7) | 0 | 3 (18,1-22,0) |
| **Хамакинский горизонт** | | | | | |
| **1507-1520 …….. 1903-2145** | 7 | 14 (2,0-10,0) | 4 (9,0-12,0) | 3 (12,0 -16,0) | 1 (22,0) |
| **Талахский горизонт** | | | | | |
| **1513-1651 …….. 1819 - 1820** | 15 | 5 (4,0-11,1) | - | 1 (20,0) | - - |

Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований разведочных скважин Чаяндинского НГКМ, приведённый в таблицах 2 и 3, показал, что в большинстве из них притоки УВ либо не были получены, либо имели дебиты менее 100 тыс. $м^3$/сутки.

Сопоставление максимальных дебитов газа полученных при испытании в колонне от линейных запасов по ГИС ($К_п \times К_г \times Н_{эф}$) и величины скин-фактора (ГДИ), приведённых на рисунках 3 и 5 по горизонтам ЧНГКМ позволило установить следующее:

1. По всем продуктивным горизонтам отмечается увеличение дебитов скважин при одинаковых линейных запасах при уменьшении скин-эффекта (коэффициента несовершенства скважины) по ГДИ.

Например, для ботуобинского горизонта при практически равных линейных запасах в скв. 321-52 дебит газа составил 15,1 тыс. $м^3$/сут (скин-фактор равен 30), а в скв. 321-43 дебит составил 802 тыс $м^3$/сут (скин-фактор равен 2,2) .

Для хамакинского горизонта при проведении ГРП в скв. 321-75, где величина скин-фактора была низкой (4,9) увеличение дебита в результате ГРП было не столь значительно, а в скв. 321-58 где очевидно скин-фактор был высокий произошло увеличение дебита от 4,08 тыс. $м^3$/сут до 303 тыс. $м^3$/сут.

Для талахского горизонта при практически равных линейных запасах в скв. 321-47 дебит газа составил 67,3 тыс. $м^3$/сут (скин-фактор равен 25,8), а в скв. 321-63 дебит составил 142 тыс. $м^3$/сут (скин-фактор равен 18,2) .

2. Построенные зависимости дебита газа от величины линейных запасов в зависимости от скин-фактора для ботуобинского и других горизонтов позволяют прогнозировать возможные максимальные дебиты по ГИС.

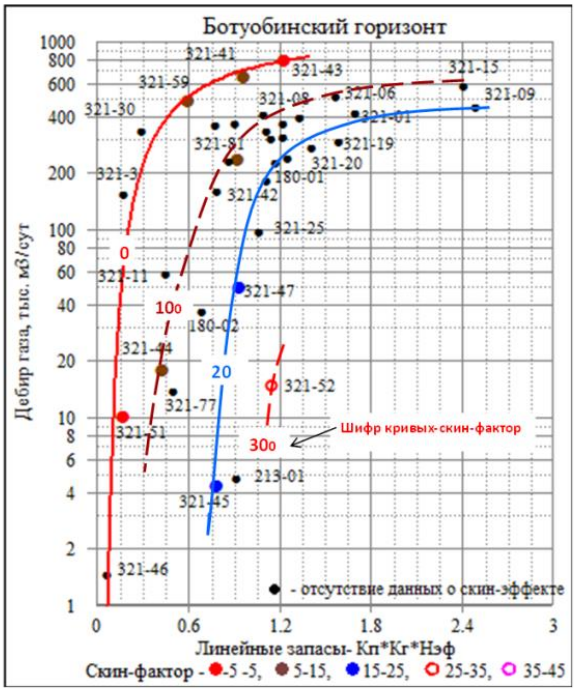



Рисунок 3 – Зависимость изменения дебита газа от линейных запасов и скин-эффекта для скважин ботуобинского горизонта

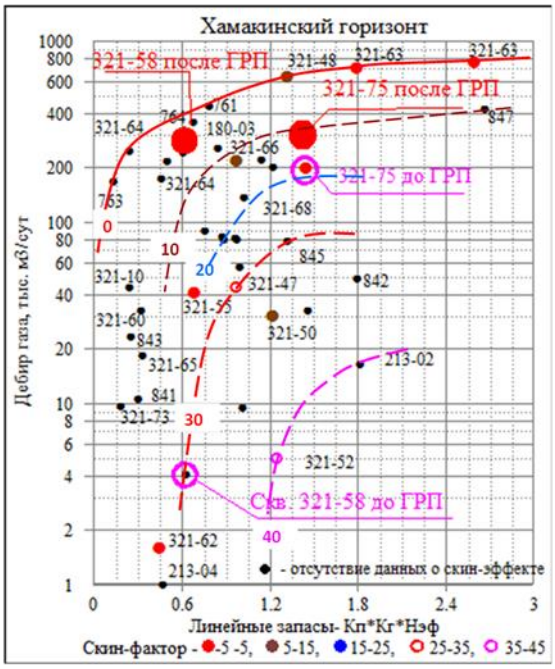



Рисунок 4 – Зависимость изменения дебита газа от линейных запасов и скин-эффекта для скважин хамакинского горизонта

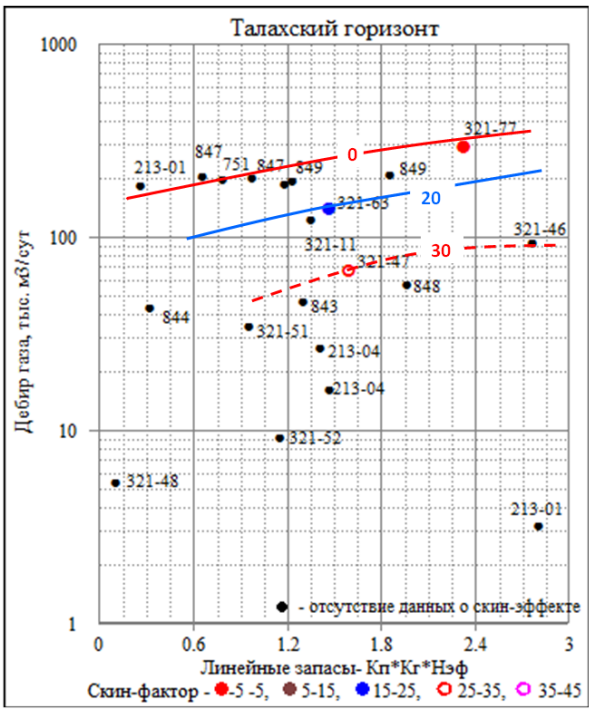



Рисунок 5 – Зависимость изменения дебита газа от линейных запасов и скин-эффекта для скважин хамакинского горизонта

Таким образом, на основе геолого-промыслового анализа результатов освоения, опробования, газогидродинамических исследований и пробной эксплуатации разведочных скважин ЧНГКМ установлено:

- низкое качество вскрытия продуктивных горизонтов, что характеризуется высокими значениями скин-фактора (до 35-45);
- влияние ФЕС, их литолого-стратиграфической изменчивости на продуктивности скважин;
- необходимость разработки и внедрения новых эффективных методов и технологий освоения скважин и интенсификации притоков УВ.

Список литературы:

1. Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Мельников С.А. Повышение продуктивности скважин: опыт, проблемы, перспективы. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 242 с.
2. Методика оценки степени освоения газовых скважин и состояния их призабойной зоны / Р.М. Тер-Саркисов, М.Г. Гейхман, В.В. Кузнецов и др. // ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ». ПР51-31323949-2000. – М.: 2000. – 31 с.
3. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н. Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1997. – 364 с.

4. Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Мельников С.А. Особенности освоения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 38 с.

5. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И, Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.

6. Карнаухов М.Л. Справочник по испытанию скважин. – М.: Центр ЛитНефтегаз, 2008. – 376 с.

7. Ставкин Г.П., Гасумов Р.А., Андреев О.П. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией в пенной среде. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003 – 78 с.

8. Плотников А.А. Дифференциация запасов газа в неоднородных коллекторах. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. – 290 с.

9. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. – М.: Недра, 1996. – 447 с.

10. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения. – НТС Вести газовой науки «Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов». – №1 (12) / 2013.– С. 145–160.

11. Рыжов А.Е., Крутиков А.И., Рыжова Л.А. и др. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев // НТС Вести газовой науки «Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов». – №1 (12) / 2013. - С. 163–173.

# ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБЕЗМАСЛИВАНИЯ ГАЧЕЙ МЕТОДОМ СТАТИЧЕСКОЙ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ

Карпенко О.В., Грушова Е.И.
(УО «Белорусский государственный технологический университет»,
ОАО «Завод горного воска»)

Метод статической кристаллизации для выделения твердых парафинов из нефтяного сырья не является новым, однако, в настоящее время становится очень актуальным в связи с тем, что обеспечивает снижение энергетических и материальных затрат, не требует применения в технологии полярных растворителей, отсутствуют дорогостоящие узлы фильтрации и центрифугирования продукта, экологически безопасен. Процесс статической кристаллизации состоит из трех последовательно повторяющихся стадий: получение отека (стадия 1); переработка сырья (стадия 2); получение продукта (стадия 3). Каждая стадия состоит из фаз кристаллизации, частичного плавления и полного плавления.

Однако, этот наиболее экологичный способ получения твердого парафина на данный момент не позволяет перерабатывать гачи, имеющие высокую вязкость и содержащие более 20% углеводородов выше $C_{35}$ нормального и изостроения. Процесс обезмасливания таких гачей получается затянут во времени и, соответственно, реализация его становится экономически нецелесообразной [1, 2].

Объектом исследования являлся высококипящий гач, полученный в ОАО «Нафтан» (г. Новополоцк, РБ) при депарафинизации рафинатов селективной очистки масляных фракций. Опыты по обезмасливаю данного вида сырья проводились на лабораторной установке. На рисунке 1 представлен углеводородный состав исследуемого образца гача, полученный газохроматографическим методом анализа.

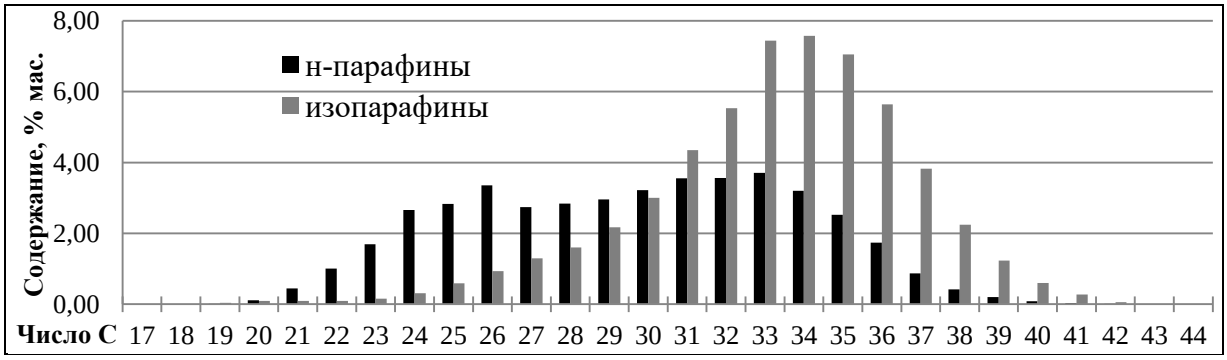



Рисунок 1 – Углеводородный состав высококипящего гача, получаемого на ОАО «Нафтан», РБ

Как видно из данных на рисунке 1, распределение нормальных и изопарафинов в данном образце варьируется в достаточно широких пределах. Соотношение нормальных и изопарафинов составляет 43,8% и

56,2% соответственно, из низ углеводороды $C_{35}$ и выше составляют 26,8%.

Стадию переработки исследуемого образца высококипящего гача вели по зависимости «температура-время», представленной на рисунке 2.

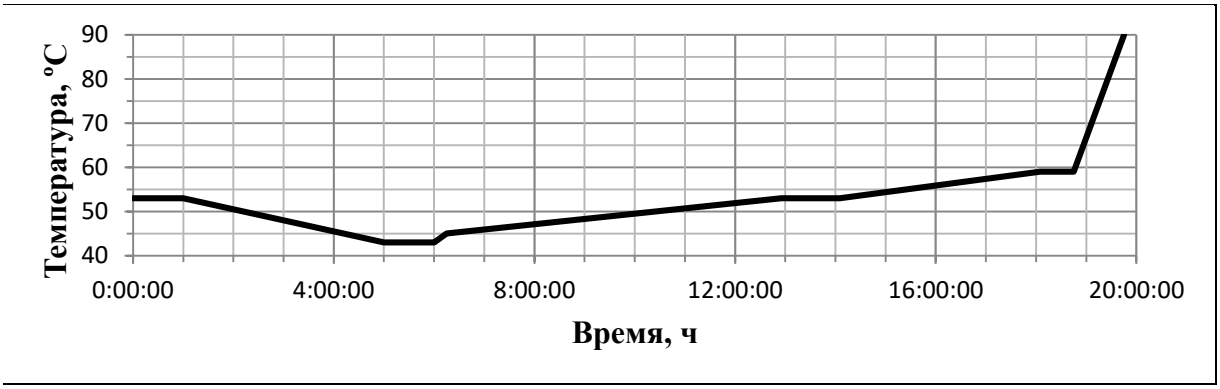



Рисунок 2 – Зависимость «температура-время» для стадии переработки высококипящего гача

Из рисунка 2 видно, что процесс переработки высококипящего гача затянут во времени и его реализация становится экономически нецелесообразной.

В качестве технологического приема, позволяющего расширить сырьевую базу для производства твердого парафина, предлагается использовать в качестве модифицирующей добавки в гач тетрагидрофурфуриловый спирт (ТГФС) в количестве 0,5%. Процесс обезмасливания высококипящего гача и его смеси с ТГФС проводили по одной из стадий процесса статической кристаллизации – стадии переработки сырья. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты эксперимента по обезмасливанию высококипящего гача с добавкой ТГФС и без добавки

| Стадия переработки сырья | Высококипящий гач, образец 1 | Высококипящий гач + 0,5% ТГФС, образец 2 |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| ГАЧ | | |
| температура плавления, ºС | 55,5 | 55,5 |
| содержание масла, % | 8,77 | 9,46 |
| вязкость при 100ºС, мм$^2$/с | 4,93 | 4,97 |
| Содержание n/iso, % | 43,80/56,20 | 44,25/55,75 |
| Содержание С35 и выше, % | 26,81 | 25,73 |
| 1-Й ОТЕК | | |
| выход, % | 21 | 21 |
| температура процесса, ºС | 45-53 | 45-50,6 |
| время процесса, ч | 7,83 | 4,83 |

Продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|

| | | |
|---|---|---|
| температура плавления, ºС | 47,5 | 46 |
| содержание масла, % | 12,49 | 20,89 |
| вязкость при 100ºС, мм$^2$/с | 4,95 | 4,86 |
| Содержание n/iso, % | 31,72/68,28 | 30,53/69,47 |
| Содержание С35 и выше, % | 24,54 | 24,01 |
| 2-Й ОТЕК | | |
| выход, % | 27 | 27 |
| температура процесса, ºС | 53-59 | 50,6-58,0 |
| время процесса, ч | 4,67 | 5,17 |
| температура плавления, ºС | 52,5 | 51 |
| содержание масла, % | 9,60 | 11,35 |
| вязкость при 100ºС, мм$^2$/с | 4,92 | 4,83 |
| Содержание n/iso, % | 40,54/59,46 | 36,49/63,51 |
| Содержание С35 и выше, % | 24,74 | 24,35 |
| РАСПЛАВ | | |
| Выход, % | 52 | 52 |
| температура плавления, ºС | 58,5 | 59 |
| содержание масла, % | 6,04 | 5,54 |
| вязкость при 100ºС, мм$^2$/с | 5,07 | 4,91 |
| Содержание n/iso, % | 50,77/49,23 | 56,68/43,32 |
| Содержание С35 и выше, % | 27,11 | 27,09 |

Анализ данных, представленных в таблице, показывает, что выделение парафина из высококипящего гача, содержащего добавку ТГФС в количестве 0,5%, при сохранении одинакового выхода отеков и расплава позволяет сократить время стадии переработки сырья на 2,5 часа в сравнении с переработкой высококипящего гача без добавки, а также снизить температуру фазы выделения отеков на 1°С. Массовая доля масла в расплаве при обезмасливании высококипящего гача с добавкой ТГФС на 0,5% ниже, чем в аналогичном эксперименте без добавки. Содержание углеводородов нормального строения в расплаве при обезмасливании высококипящего гача с добавкой ТГФС на 6% выше, что должно положительно отразиться на качестве получаемого твердого парафина.

Таким образом, введение в гач ТГФС в количестве 0,5% позволяет улучшить показатели статической кристаллизации при переработке высококипящего парафинсодержащего сырья.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Карпенко О. В., Грушова Е. И. Проблемы производства твердого парафина из нефтяного сырья методом статической кристаллизации // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. С. 247–251.

2. Казакова Л.П. Твердые углеводороды нефти. – М.: Химия, 1986. – 176 с.

# ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ В ЛОГИСТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Карташов К.В., Кудрявцева С.С.
(Казанский национальный исследовательский технологический университет)

Учитывая непредсказуемые цены на нефть на мировых рынках, стратегия лидерства по издержкам становится одной из основных тенденций как в добыче и нефтесервисах, так и в переработке (включая розницу). Поэтому большинство крупнейших нефтегазовых компаний СНГ уже приступили к реализации программы сокращения затрат и повышения эффективности: однако кто-то подошел к этому системно, кто-то делает это спорадически. При этом, у многих «лежащая на поверхности» очевидная экономия на закупках, оборотном капитале, капитальных проектах уже выбрана, и дальше придется действовать другими методами. Чтобы не разрушить стоимость, требуется не только глубокое понимание отраслевой местной специфики и самой компании, но и объективность, которая предполагает сопоставимость результатов бенчмаркинга, независимость проверки нормативов, хронометражей, собранной и проанализированной статистики, расчета эффекта. И конечно, личная заинтересованность в результате не только высшего руководства, но и непосредственно линейных и функциональных руководителей в местах возникновения затрат, с последующим регулярным мониторингом. В этом случае оптимизируемые затраты возможно оперативно уменьшить на 12-15% за несколько месяцев. И далеко не только за счет сокращений персонала и фонда оплаты. Средний результат более двадцати проектов McKinsi по повышению операционной эффективности за последние два года: сокращение ежегодных затрат на 18-20%

При этом, старение нефтегазовой инфраструктуры и объектов производства увеличивают для компаний риск отказа оборудования. Даже если оно продолжает работать, достижение оптимальных результатов при использовании изношенных основных средств в большинстве случаев невозможно, и это становится дополнительным фактором снижения производительности, затрудняя реализацию инициатив, направленных на повышение эффективности. Отметим, что, согласно результатам исследования, более 50% нефти в мире добывается с использованием оборудования, которое уже выработало больше половины ресурса.

В исследовании одной из крупнейших в мире аудиторско – консалтинговой фирмы EY выделены пять наиболее распространенных причин низкой операционной эффективности:

1. Слабая взаимосвязь между коммерческими целями и системой планирования операционной деятельности;

2. Отсутствие эффективной операционной модели;

3. Неэффективное управление отношениями с поставщиками и подрядчиками;

4. Недостаточная надежность и целостность портфеля активов;

5. Малоэффективное управление затратами;

Устойчивое снижение цен на углеводородное сырье и неопределенные перспективы их восстановления в ближайшем будущем требуют от предприятий нефтегазовой сектора сосредоточить все усилия на повышении операционной эффективности. Согласно исследованию одной из крупнейших в мире аудиторско – консалтинговой фирмы EY «Повышение операционной эффективности в нефтегазовой отрасли», 77% отраслевых компаний либо уже реализуют программу повышения операционной эффективности, либо реализовали ее в прошлом.

В отчете указано, что эффективная реализация программ способна обеспечить нефтегазовым компаниям значительную экономию. Расчеты EY показывают, что экономия по отрасли может составить 30 млрд долларов США на каждое месторождение в течение пяти лет, то есть в секторе существуют огромные возможности по экономии[3].

Согласно исследованию McKinsi в среднем в структуре расходов российской нефтедобывающей компании 50% составляют затраты на бурение и капитальное строительство (примерно по 25%). Оставшиеся 50% приходятся на долю операционных затрат (энергетика, внутрискважинные работы, транспорт и т.д.). На протяжении последних пяти лет основные статьи расходов блока разведки и добычи среднестатистической нефтяной компании в России стабильно росли: затраты на бурение и капитальное строительство — на 15—20% в год, операционные затраты — на 10—15% в год[2].

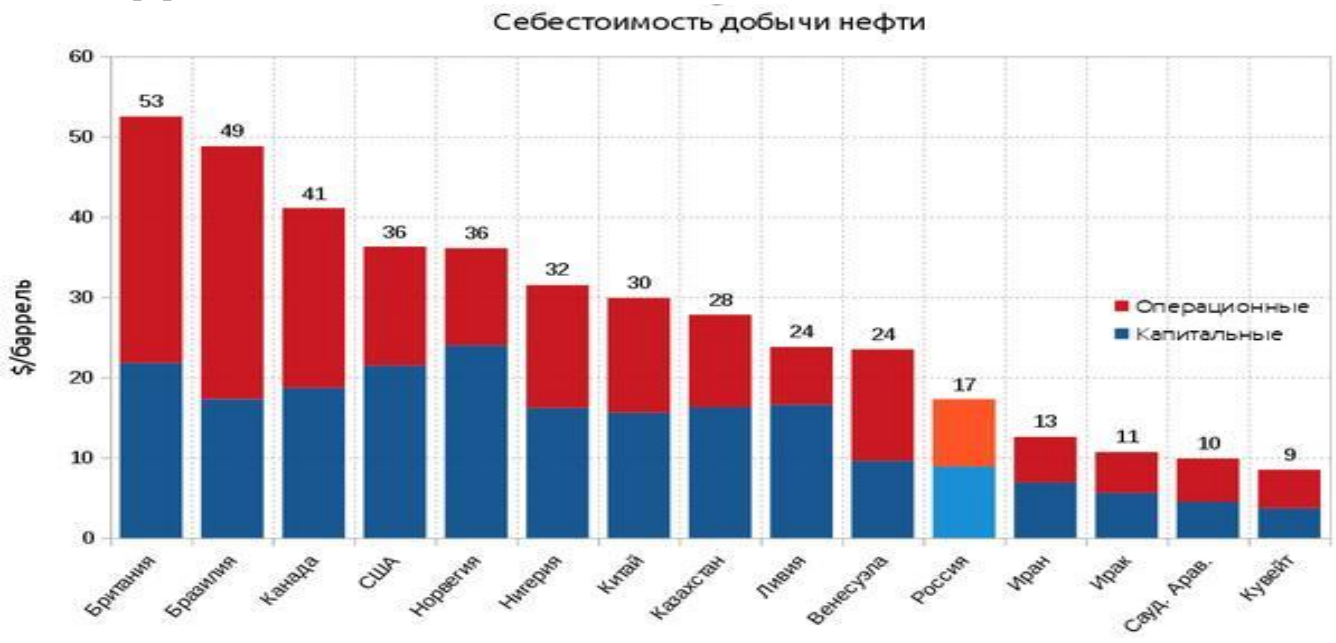



Рисунок 1 Операционные и капитальные затраты добычи нефти

Замминистр энергетики России Антон Инюцын заявил, что операционная эффективность нефтедобычи и нефтепереработки России остаётся одной из самых конкурентоспособных в мире, он так же сообщил, что себестоимость нефтедобычи в стране - $3-8 за баррель, глубина переработки - 80% (на ряде НПЗ ещё выше - 98%).

По исследованию агентства Fitch, операционные расходы на добычу 1 барреля нефти составляют в России менее 10 долларов. У BP и Total они выше 20 долларов на баррель. В операционные расходы не входят транспорт, административные расходы и прочие издержки.

По оценке Нестерова, себестоимость добычи нефти на старых месторождениях в России составляет около 7 долларов, а на новых – 12 долларов. Однако если учесть транспортные расходы, налоги и другие виды расходов, то издержки возрастают до 20-30 долларов в зависимости от месторождения, пояснил эксперт. Россия не только сохранила лидерство по поставкам газа на мировых рынках, где ее доля составила 20%, но и вернула первое место по поставкам жидких углеводородов, экспортировав 12% нефти и 9% нефтепродуктов[1].

С учетом этих обстоятельств российским нефтяным компаниям необходимо всячески стремиться повышать эффективность добычи. Согласно результатам анализа десятка типичных западносибирских месторождений, на которых наблюдается снижение соответствующих показателей, при отсутствии программ оптимизации добыча на таких месторождениях может стать нерентабельной уже на третий-четвертый год. В этих условиях реализация программ, направленных на повышение операционной эффективности добывающих предприятий, становится приоритетной задачей для руководства российских нефтяных компаний. В структуре программ, связанных с совершенствованием операционной деятельности на предприятиях нефтяной отрасли, McKinsey выделяет два основных направления.

– Во-первых, это поиск возможностей, позволяющих максимально повысить объем рентабельной добычи и уровень извлечения остаточных запасов в рамках месторождения, чтобы увеличить выручку и сократить удельные постоянные затраты на поддержание инфраструктуры.

– Во-вторых, это реализация программ, направленных на прямое сокращение операционных и капитальных затрат по основным статьям расходов.

Успешный опыт операционных преобразований в сфере разведки и добычи нефти в России свидетельствует о наличии значительного потенциала оптимизации.

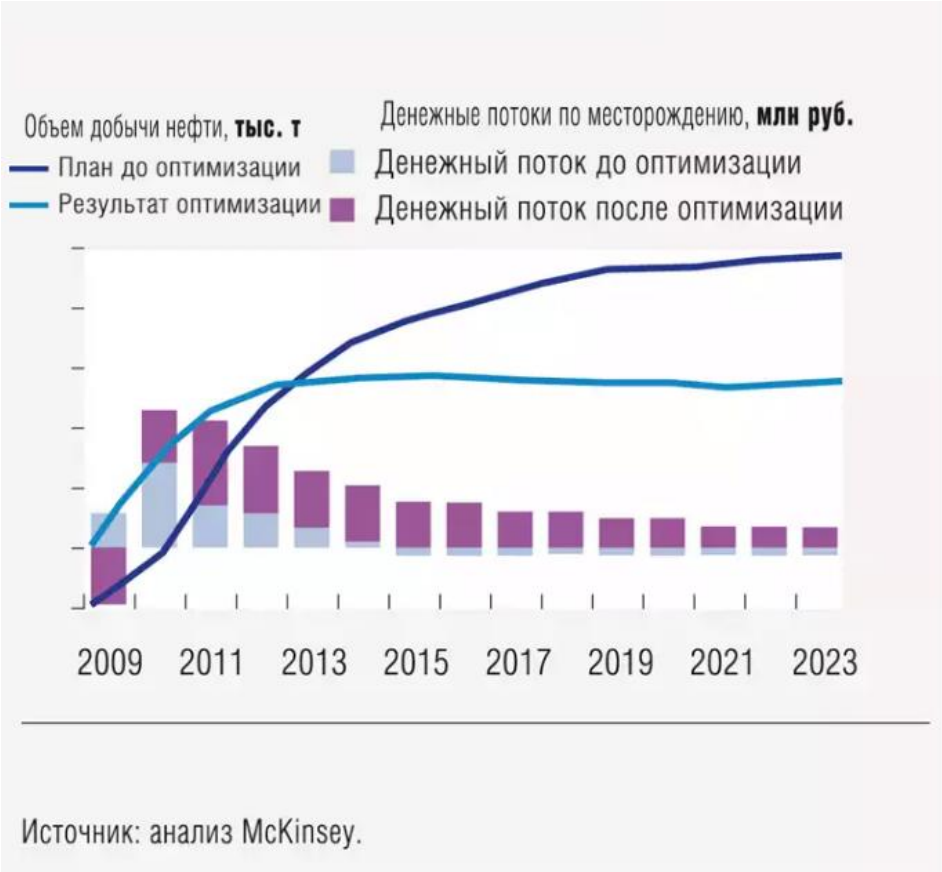



Рисунок 2 анализ McKinsey в оптимизации операционных затрат

Опыт McKinsey показывает, что осуществление целенаправленных комплексных программ по оптимизации затрат позволяет сократить издержки на 15—20%. Основной потенциал оптимизации обычно касается расходов на нефтесервисные услуги и капитальное строительство (в первую очередь речь идет о строительстве объектов инфраструктуры).

Расходы на электроэнергию также составляют существенную часть затрат, однако сократить их весьма непросто, поскольку стоимость энергосберегающих технологий в России довольно высока на фоне сравнительно низких цен на электроэнергию. Таким образом, перед принятием решения об инвестициях в проведение энергосберегающих мероприятий нефтяным компаниям следует удостовериться в том, что эти инвестиции экономически оправданны. В России оптимизация разработки месторождений (сокращение непроизводительной закачки, снижение обводнения, закрытие нерентабельных скважин) обычно оказывается более действенным способом уменьшить расходы на электроэнергию, нежели внедрение энергосберегающих технологий.

Среди остальных категорий затрат можно отметить расходы, связанные с внутренним транспортом на промыслах. Затраты по этой статье составляют до 10% общих затрат и могут быть в существенной мере оптимизированы.

По отношению к любой категории затрат используется комплексный стандартный подход, охватывающий четыре основных направления оптимизации.

– Оптимизация технических решений направлена на поиск наиболее эффективного технического решения относительно объектов или работ, с которыми связаны соответствующие затраты. Например, в рамках оптимизации типовых проектов капитального строительства, таких как проекты кустовых площадок, можно существенно сократить затраты на капитальное строительство. Улучшив техническое оснащение бригад капитального ремонта скважин, предприятие может уменьшить продолжительность операций и тем самым снизить затраты на оплату услуг по ремонту скважин;

– Оптимизация планирования призвана исключить ненужные затраты. Например, повысив эффективность планирования инфраструктуры под новое бурение, компания может избежать расходов на строительство инфраструктуры, которая не будет востребована в процессе добычи. Обоснование экономической эффективности инвестиций в поддержание инфраструктуры (замена трубопроводов и т.п.) позволяет существенно сэкономить средства, выделяемые на этот вид работ;

– Оптимизация процессов закупки услуг направлена на то, чтобы обеспечить оптимальное соотношение между ценой и качеством выполнения работ. Это направление охватывает не только проведение тендеров по выбору подрядных организаций, но и процесс формирования лотов, предварительный отбор подрядчиков, а также подготовку контрактов с учетом системы управления эффективностью подрядчиков;

– Оптимизация контроля качества и выполнения объемов работ играет большую роль для решения поставленных задач. При отсутствии хорошо отлаженной системы и службы супервайзинга значительные средства могут быть потрачены впустую.

Как и в случае с оптимизацией разработки месторождений, успешная программа по сокращению затрат может быть создана только на основе системного комплексного анализа всех четырех направлений. Этот анализ должен проводиться в рамках межфункционального взаимодействия с привлечением специалистов из функциональных структур, влияющих как на технические, так и на коммерческие решения. Более того, опыт McKinsey показывает, что максимальный потенциал сокращения затрат сосредоточен в области оптимизации именно технических рычагов и рычагов планирования, тогда как коммерческие рычаги играют в этом отношении второстепенную роль[3].

Подводя итог всему вышесказанному можно сделать основной вывод. Российский нефтяной сектор нивелировал падение нефтяных цен не только благодаря валютным курсам, но и снижению операционных расходов, в снижении которых еще имеется большой потенциал. При этом падение цен

на нефть сильно ударило по нефтедобывающим отраслям стран ведущих сланцевую нефтедобычу (США и Канада) в силу их особенностей и высокой себестоимости добычи в этих странах. Россия же, благодаря снижению операционных расходов в нефтедобыче стала единственной страной среди крупных производителей нефти, которая показала рост добычи в 2015 году.

Список литературы

1. Шинкевич А.И., Султанова Д.Ш., Бурганов Р.Ф., Управленческие инновации - фактор роста производительности труда // Вестник Казанского технологического университета. 2013. т.16. в.24. С.217-220

2. Кудрявцева С.С. Развитие национальных инновационных систем на принципах открытых инноваций // Экономический вестник Республики Татарстан. 2014. № 2. С. 41-46.

3. Шинкевич А.И., Кудрявцева С.С., Повышение инновационной активности в сфере энергосбережения на основе концепции открытых инноваций / Вестник Казанского технологического университета. 2014, т.17, в.15, с.495-499

# ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ СВОЙСТВ ГИДРООЧИЩЕННЫХ РЕАКТИВНЫХ ТОПЛИВ И ИХ БАЗОВЫХ КОМПОНЕНТОВ

Кондратенко В.В., Никитин И.М., Сузиков В.В.
(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

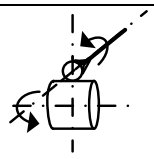
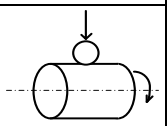
Противоизносные свойства реактивных топлив являются одним из основных факторов, определяющих эксплуатационную надёжность топливных насосов высокого давления авиационных газотурбинных двигателей (ГТД). Долговечность топливных насосов лимитируется в основном износостойкостью пар трения деталей качающего узла. Топливо служит для них смазывающей средой и, таким образом, оказывает существенное влияние на скорость изнашивания пар трения насосов. Наиболее чувствительны к качеству топлива аксиально-плунжерные насосы, вследствие высоких контактных нагрузок в парах трения «плунжер-наклонная шайба» и «плунжер-подпятник» [1].

Известно, что противоизносные свойства реактивных топлив в значительной мере зависят от наличия в них природных поверхностно-активных веществ, часть из которых удаляется из прямогонных дистиллятов при гидроочистке. Для улучшения противоизносных свойств гидроочищенных топлив к ним добавляют противоизносные присадки (ДНК, «Хайтек-580», «Unicor-J») с высокими поверхностно-активными свойствами. В настоящее время при производстве реактивных топлив все более широко применяются технологии с использованием процессов глубокой гидроочистки (при давлении водородсодержащего газа более 70МПа) и гидрокрекинга вакуумных газойлей, позволяющие получать облагороженные керосиновые фракции с предельно низким содержанием гетероатомных соединений. Однако это в ещё большей степени ухудшает их противоизносные свойства, в связи с чем может возникнуть необходимость повышения концентрации противоизносной присадки, вводимой в эти фракции для обеспечения необходимого уровня смазывающей способности реактивных топлив. В этих условиях становится крайне важной задача получения достоверной оценки противоизносных свойств реактивных топлив, выработанных по указанным технологиям.

В данной работе приведены результаты исследований по сравнительной оценке противоизносных свойств реактивных топлив на аппарате ВОС-100 (метод BOCLE по ГОСТ Р 53715) и установке ПСТ-3 (квалификационный метод 25 ГосНИИ МО РФ по СТО 08151164-0245–2017). При общей схожести методик проведения испытаний (таблица 1), между ними есть ряд существенных отличий. В методе BOCLE неподвижный шарик диаметром 12,7 мм прижимается к вращающемуся относительно горизонтальной оси цилиндру, погружённому в испытуемое топливо, о противоизносных свойствах которого судят по среднему диаметру пятна износа,

образовавшегося на шарике после испытания. В установке ПСТ-3 шарик диаметром 25,4 мм, прижимаемый к вращающемуся относительно горизонтальной оси цилиндру, погружённому в испытуемое топливо, имеет возможность свободно вращаться вокруг оси, которая в вертикальной плоскости не перпендикулярна оси вращения цилиндра, благодаря чему возникает крутящий момент, приводящий шарик во вращение. В установке предусмотрено циклическое притормаживание вращения шарика, обеспечивающее изменение коэффициента скольжения в зоне контакта с цилиндром, аналогично паре трения плунжер-наклонная шайба насосов-регуляторов авиационных ГТД. Показателем оценки противоизносных свойств топлива служит ширина дорожки износа, образующейся на шарике после испытания [2].

Таблица 1 – Основные характеристики методов оценки противоизносных свойств реактивных топлив

| Установка (прибор) | Конструкция пары трения | Вид трения* | Среднее контактное напряжение, МПа | Скорость скольжения, м/с | Форма пятна износа на шарике |
|---|---|---|---|---|---|
| Установка ПСТ-3 | Шарик Ø25,4 мм – цилиндр Ø52,0 мм  | К+С | 725 | 0,4 | |
| Аппарат ВОС-100 | Шарик Ø12,7 мм – цилиндр Ø44,5 мм  | С | 406 | 0,5 | |
| *С - трение скольжения; К+С - трение качения с проскальзыванием | | | | | |

В таблице 2 приведены объекты испытаний, в качестве которых использовали образцы товарных реактивных топлив марки РТ по ГОСТ 10227 и их базовых компонентов – керосиновых фракций, выработанных с использованием различных гидрогенизационных процессов. Все образцы характеризуются низким и примерно равным содержанием серы, за исключением образца №3, у которого оно предельно низкое.

Результаты оценки противоизносных свойств образцов реактивных топлив и их базовых компонентов методами по ГОСТ Р 53715 и по СТО 08151164-0245–2017 показаны на рисунке 1. Из рисунка видно, что результаты оценки противоизносных свойств товарных топлив РТ хорошо коррелируют между собой, в то время, как у гидроочищенных керосиновых фракций, полученных по различным технологиям, такая корреляция отсутствует. Поэтому объяснить различные значения полученных оценок противоизносных свойств топлив РТ только разным

Таблица 2 – Сведения об испытуемых топливах

| № образца | Гидрогенизационный процесс | Кислотность, мг КОН на 100 см$^3$ топлива | Массовая доля общей серы, % |
|---|---|---|---|
| 1 | Стандартная гидроочистка | 0,1 | 0,015 |
| 2 | Стандартная гидроочистка | 0,2 | 0,015 |
| 3 | Глубокая гидроочистка | 0,1 | 0,0006 |
| 4 | Гидрокрекинг | 0,1 | 0,015 |
| 5 | Гидрокрекинг | 0,1 | 0,015 |
| 6 | Образец 1 с противоизносной («Хайтек-580») и антиокислительной («Агидол-1») присадками в концентрации 0,0035% масс. каждая | | |
| 7 | Образец 2 с противоизносной («Хайтек-580») и антиокислительной («Агидол-1») присадками в концентрации 0,0035% масс. каждая | | |
| 8 | Образец 3 с противоизносной («Хайтек-580») и антиокислительной («Агидол-1») присадками в концентрации 0,0035% масс. каждая | | |
| 9 | Образец 4 с противоизносной («Хайтек-580») и антиокислительной («Агидол-1») присадками в концентрации 0,0035% масс. каждая | | |
| 10 | Образец 5 с противоизносной («Хайтек-580») и антиокислительной («Агидол-1») присадками в концентрации 0,0035% масс. каждая | | |
| Примечание: 6-10 товарные образцы реактивных топлив | | | |

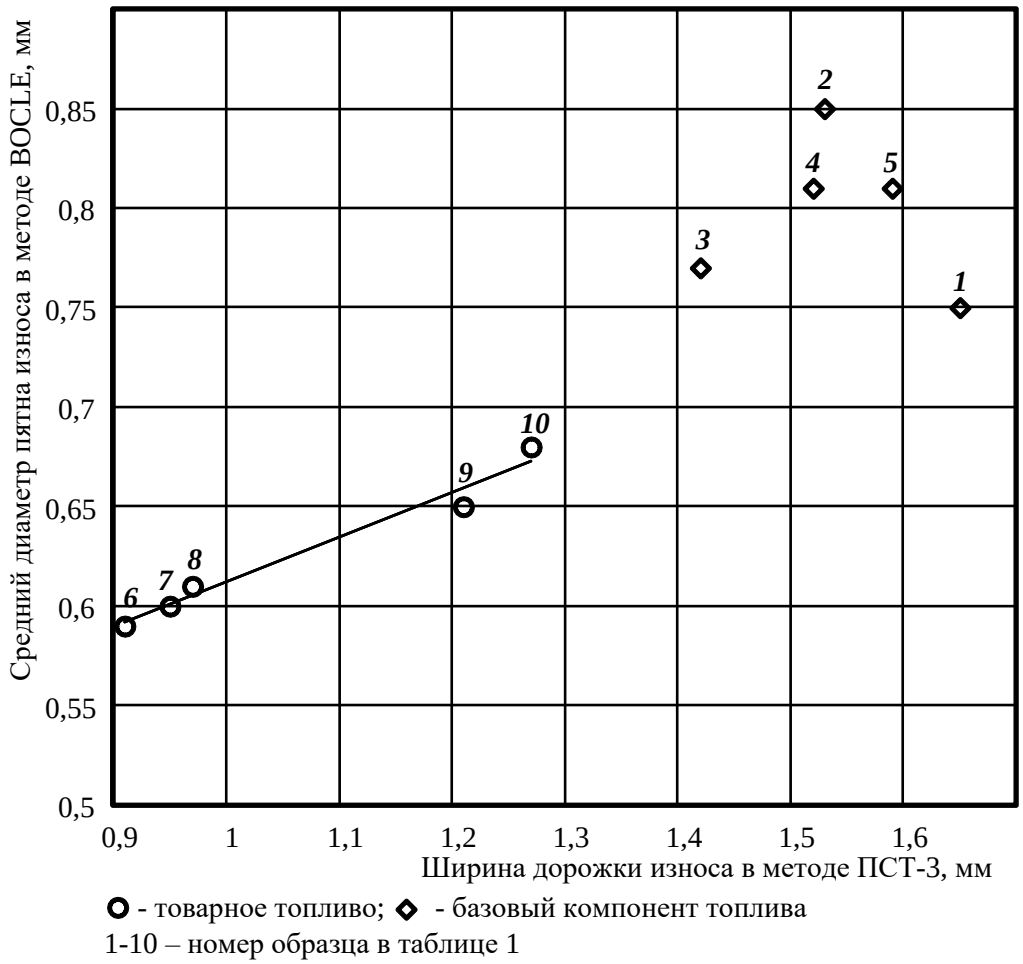



Рисунок 1 – Взаимозависимость результатов оценки противоизносных свойств по ГОСТ Р 53715 и по СТО 08151164-0245-2017

уровнем смазывающей способности керосиновых фракций, из которых они выработаны, вряд ли возможно. Можно предположить, что в большей

степени это обусловлено отличиями в условиях испытаний. Известно, что одним из основных факторов, определяющим интенсивность изнашивания, является контактное напряжение в паре трения. Метод по ГОСТ Р 53715 оценивает противоизносные свойства при сравнительно небольшом контактном напряжении для того, чтобы не допустить задира на шарике, и ориентирован на оценку товарных топлив с «умеренными» противоизносными свойствами. Реализованный в методе по СТО 08151164-0245–2017 режим трения качения с проскальзыванием позволяет значительно увеличить контактные напряжения, без риска образования задиров на шарике, что позволяет использовать этот метод в более широком диапазоне изменения противоизносных свойств реактивных топлив.

Учитывая эти особенности обоих методов, можно предположить, что в зависимости от уровня противоизносных свойств испытуемого образца процесс изнашивания в условиях испытания по методу BOCLE может протекать по различным физико-химическим механизмам. При низком уровне противоизносных свойств, характерном для гидрогенизированных керосиновых фракций, изнашивание может сопровождаться разрушением граничного смазывающего слоя с развитием адгезивных процессов, приводящих к задирам, и последующему неустойчивому износу в условиях граничного трения, что не характерно при испытании методом по СТО 08151164-0245–2017. При испытании товарных топлив РТ с более высоким уровнем противоизносных свойств благодаря наличию в них противоизносной присадки, разрушение граничного смазывающего слоя не происходит, что и обеспечивает сопоставимость результатов испытаний с использованием обоих методов.

Полученные результаты позволяют высказать мнение, что для корректных выводов об уровне смазывающей способности исследуемых образцов необходима комплексная оценка противоизносных свойств реактивных топлив с использованием различного испытательного оборудования. Это является тем более актуальным для установления браковочных норм в технических требованиях к реактивному топливу. Например, четыре из испытанных образцов гидроочищенных керосиновых фракций, являющихся базовыми компонентами топлива РТ, по значению оценочного показателя метода ГОСТ Р 53715 соответствуют норме, установленной в ГОСТ 32595-2013 «Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (Jet A-1). Технические условия», то есть формально могут быть допущены по этому показателю к применению в отечественной авиационной технике, что, конечно, недопустимо.

1. Аксенов А.Ф., Лозовский В.Н. Износостойкость авиационных топливно-гидравлических агрегатов. М.: Транспорт, 1986. 240 с.
2. Пат. 2596630 Российская Федерация, МПК G01N. Способ оценки противоизносных свойств топлив для реактивных двигателей / Никитин

И.М., Сузиков В.В., Кондратенко В.В., Исаев А.В.; заявитель и патентообладатель Федеральное автономное учреждение «25 Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Министерства обороны Российской Федерации» RU. - № 2015126749/28; заявл. 06.07.2015; опубл.06.07.2015, Бюл. №25. – 26 с.

# ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К УСЛОВИЯМ ИСПЫТАНИЙ МОТОРНОГО МАСЛА В Ф-МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ХРАНЕНИЯ

Кугай М.А., Маньшев Д.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Аннотация. Разработаны и рассчитаны критерии подобия процесса седиментации. Разработана новая математическая модель. Обоснованы требования к условиям испытаний моторного масла в Ф-модели процесса хранения.

Ключевые слова: моторное масло, сохраняемость, кибернетическое моделирование, седиментация.

Традиционно сохраняемость моторных масел (ММ) оценивают показателями, характеризующими химическую и физическую стабильность в процессе длительного хранения. Данные показатели позволяют получить оценку степени изменения качества ММ, либо потенциальную склонность к изменению качества. Характеристики сохраняемости определяют путём исследования образцов ММ в процессе его опытного хранения в различных климатических условиях. Процесс опытного хранения с установлением допустимых сроков хранения носит продолжительный характер, в среднем 10-15 лет. В целом ряде случаев установленный регламент контроля теряет практический смысл - моторные масла оказываются снятыми с производства и применения как устаревшие.

Существующие лабораторные методы исследований оценки сохраняемости ММ не учитывают в полной мере особенности физико-химических процессов, протекающих при хранении.

Основным недостатком этих методов является отсутствие принципа рассмотрения ММ в химмотологической системе «ММ – средство хранения – процесс хранения», так как они позволяют определять значения показателей качества при выборочных наблюдениях и фиксированных условиях, лишь косвенно характеризующих потенциальную способность ММ проявлять свои свойства в условиях протекания химмотологических процессов (ХП) при хранении ММ.

В результате анализа [3] следует, что принцип рассмотрения ММ в химмотологической системе «ММ – средство хранения – процесс хранения» можно реализовать с использованием кибернетического моделирования, ранее успешно использованного для оценки сохраняемости углеводородных горючих.

Основными направлениями разработки метода оценки сохраняемости ММ с использованием кибернетического моделирования выбраны:

- разработка математической модели процесса хранения ММ с учетом условий и характеристик средств хранения;
- прогнозирование сохраняемости ММ на основе математической модели.

Для обоснования требований к условиям испытаний в Ф-модели и определяемым показателям, адекватно оценивающим сохраняемость ММ, проведен расчетно-теоретический анализ процесса хранения с учетом результатов опытного хранения, полученный ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии МО РФ».

Из обобщения результатов опытного хранения установлено, что одним из превалирующих процессов, влияющих на изменения качественных показателей, склонных к изменению в процессе хранения, является процесс седиментации [1, 2]. ММ - это термодинамически устойчивая дисперсная система, в которой под действием гравитационных сил происходит процесс осаждения тяжелых компонентов (присадок). При этом значения ряда показателей могут снижаться. Указанный процесс требуется реализовать в Ф-модели.

Для повышения информативности результатов оценки сохраняемости ММ необходимо учитывать следующие требования к условиям испытания:

- управляемость определяющих процесс хранения факторов;
- независимость задания и варьирование уровней факторов, определяющих процесс хранения;
- высокая чувствительность оцениваемого параметра к изменению состава ММ и условиям протекания процесса хранения;
- погрешность определения оцениваемого параметра не должна превышать ожидаемый эффект [3,5,6].

Построение модели осуществлено по функциональному принципу. Под функциональной моделью исследуемой системы использован физический объект, который обладает преобразующими свойствами как и моделируемая система по превращению ММ в направлении, свойственном для реальной системы. Для физического моделирования применен принцип, заключающийся в воспроизведении постоянства определяющих критериев подобия в модели и реальном объекте.

Поскольку аналитический вид уравнения процесса хранения неизвестен, применение теории подобия в чистом виде невозможно. Однако может быть применен анализ размерностей, позволяющий получить обобщенные переменные на основе определительных уравнений (формул размерности).

Суть взаимосвязи особенностей длительного хранения, физико-химических свойств ММ, конструкционных особенностей средств хранения может быть выражена зависимостью:

$$W = F_1(f_{усл.}, f_{констр.}, f_{механ.}, \chi_{ММ}), \quad (1)$$

или

$$R = F_2(f_{усл.}, f_{констр.}, f_{механ.}, \chi_{ММ}), \quad (2)$$

где W – скорость ХП;

R – результат ХП;

$f_{усл.}$ – факторы, учитывающие условия хранения ММ;

$f_{констр.}$ – факторы, учитывающие конструктивные особенности средств хранения;

$f_{механ.}$ – факторы, учитывающие механизм процесса изменения качества ММ;

$\chi_{ММ}$ – характеристика состава и совокупность физико-химических свойств ММ.

В качестве определяющего фактора, характеризующего условия хранения ММ, принята температура (Т), являющаяся характеристикой теплового воздействия, влажность (Н) окружающей среды в исследуемых климатических условиях и ускорение силы тяжести в гравитационном поле (g).

Конструктивные особенности средств хранения учтены через величину «высота налива ММ в средстве хранения» ($h$); продолжительность хранения через величину время хранения ($\tau_{хр}$).

Для характеристики состава и совокупности физико-химических свойств ММ использованы его кинематическая вязкость ($\nu$), являющаяся одним из основных качественных показателей ММ, изменяющимся под воздействием большинства параметров процесса седименетации.

Основой для разработки нового метода оценки сохраняемости являются базовые технологии теорий подобия, моделирования и эксперимента с реализацией вероятностного подхода к исследованию процесса хранения ММ, позволяющих получать комплексные количественные прогнозные оценки сохраняемости ММ.

Явления, происходящие в процессе хранения ММ в средстве хранения рассмотрены, как комплекс процессов, которые описаны уравнениями, связывающими параметры процесса и параметры химмотологической системы «ММ – средство хранения – процесс хранения», записанными в выбранной системе координат.

Соотношение, отражающее существование связи между переменными, характеризующими зависимость процесса седиментации в процессе длительного хранения записывается в виде:

$$Y_i = \varphi(h, T, H, \nu, \tau_{хр.}, g), \qquad (3)$$

где $Y_i$ – результат ХП хранения;

$h$ –высота налива ММ в средстве хранения, м;

$T$ – температура окружающей среды в климатическом районе хранения, К;

$H$ – влажность окружающей среды в климатическом районе хранения, кг/м$^3$;

$\nu$ – кинематическая вязкость ММ, м$^2$/с;

g – ускорение силы тяжести в гравитационном поле, м/с$^2$;

$\tau_{хр.}$ – время хранения, с [6-8].

В описании процесса хранения учтено шесть величин, характеризующих химмотологическую систему «ММ – средство хранения – процесс хранения» (m=6):

$$P_1 = h;\ P_2 = H;\ P_3 = \nu;\ P_4 = g;\ P_5 = T;\ P_6 = \tau_{хр}. \quad (4)$$

Функциональная зависимость имеет вид:

$$f\ (h, T, H, \nu, \tau_{хр.}, g) = 0. \quad (5)$$

Выбраны четыре (k=4) независимых единицы применительно к системе измерений (M, L, T, Θ): $P_1 = \tau_{хр.}$; $P_2 = \nu$; $P_3 = T$; $P_4 = H$. Выражения единиц измерения всех участвующих величин в (4) записаны через формулы размерностей [6]:

для группы независимых величин:

$$[\tau_{хр.}] = [M]^0\ [L]^0\ [T]^1\ [\Theta]^0, \quad (6)$$

$$[\nu] = [M]^0\ [L]^2\ [T]^{-1}\ [\Theta]^0, \quad (7)$$

$$[T] = [M]^0\ [L]^0\ [T]^0\ [\Theta]^1, \quad (8)$$

$$[H] = [M]^1\ [L]^{-3}\ [T]^0\ [\Theta]^0, \quad (9)$$

для группы зависимых величин (m - k=2):

$$[h] = [M]^0\ [L]^1\ [T]^0\ [\Theta]^0, \quad (10)$$

$$[g] = [M]^0\ [L]^1\ [T]^{-2}\ [\Theta]^0. \quad (11)$$

Правильность выбора числа независимых параметров (k=4) определена составлением матрицы размерностей уравнений и проверкой неравенства нулю её определителя:

$$D_{(1-4)} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & -3 & 0 & 0 \end{vmatrix} = (1 \Leftrightarrow 4) \begin{vmatrix} 1 & -3 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{vmatrix} = (3 \Leftrightarrow 4) \begin{vmatrix} 1 & -3 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} = 1 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 1 = 2,$$

т.е. $D_{1-4} \neq 0$, следовательно, значение k=4 выбрано правильно и величины $\nu$, $T$, $H$, $\tau_{хр}$ действительно независимы.

Критерии подобия получены в виде отношения каждого из определяющих параметров процессов к группе независимых величин в соответствующих степенях размерностей:

$$\pi_1 = \frac{g}{\dim \nu^{\varphi g} \cdot \dim \tau^{\beta g} \cdot \dim T^{\gamma g} \cdot \dim H^{\lambda g}} = \frac{[L]^1 [T]^{-2}}{[L]^{2\varphi g} [T]^{-\varphi g} [\Theta]^{\gamma g} [M]^{\lambda g} [L]^{-3\lambda g} [T]^{\beta g}} = \frac{g \cdot \tau^{1,5}}{\sqrt{\nu}}, \quad (12)$$

откуда, приравнивая показатели одноименных основных величин, стоящих в числителе и знаменателе, получены:

$[M] \Rightarrow \lambda g = 0$;

$[L] \Rightarrow 2\varphi g - 3\lambda g = 1, \varphi g = \frac{1}{2}$;

$[\mathrm{T}] \Rightarrow -\varphi \mathrm{g} + \beta g = -2,\ \beta \mathrm{g} = -1\frac{1}{2};$

$[\Theta] \Rightarrow\ \gamma g = 0.$

Аналогично для $\pi_2$:

$$\pi_2 = \frac{h}{\dim \nu^{\varphi h} \cdot \dim \tau^{\beta h} \cdot \dim T^{\gamma h} \cdot \dim H^{\lambda h}} = \frac{[\mathrm{M}]^0[\mathrm{L}]^1[\mathrm{T}]^0[\Theta]^0}{[\mathrm{L}]^{2\varphi h}[\mathrm{T}]^{-\varphi \mathrm{h}}[\Theta]^{\gamma h}[\mathrm{M}]^{\lambda h}[L]^{-3\lambda \mathrm{h}}[\mathrm{T}]^{\beta \mathrm{h}}} = \frac{\mathrm{h}}{\sqrt{\nu \cdot \tau}}, \quad (13)$$

откуда, приравнивая показатели одноименных основных величин, стоящих в числителе и знаменателе, получены:

$[\mathrm{M}] \Rightarrow\ \lambda h = 0;$

$[\mathrm{L}] \Rightarrow\ 2\varphi h - 3\lambda h = 1;\ \varphi h = \frac{1}{2};$

$[\mathrm{T}] \Rightarrow -\varphi h + \beta h = 0,\ \beta h = \frac{1}{2};$

$[\Theta] \Rightarrow\ \gamma h = 0.$

Для упрощения дальнейших расчетов перемножаем полученные критерии $\pi_1$ и $\pi_2$:

$$\pi^*_3 = \pi_1 \cdot \pi_2 = \frac{g \cdot \tau \cdot h}{\nu}. \quad (14)$$

$\pi^*_3 = \frac{g \cdot \tau \cdot h}{\nu}$ - полученный приведенный критерий характеризует подобие процесса седиментации в условиях длительного складского хранения.

Следовательно, исследуемый ХП характеризуется одним безразмерным критерием $f(\pi^*_3) = 0$.

Для обеспечения подобия ХП хранения ММ в натурных и модельных условиях необходимо соблюдение условия однозначности [5]. В качестве условия однозначности выбран параметр – кинематическая вязкость ($\nu$), которая имеет функциональную зависимость от температуры $\nu(T)$, что позволяет судить о термодинамическом подобии модели реальному объекту.

$$\frac{\nu}{\nu^*} = 1, \nu = \nu^* = idem, \quad (15)$$

где $\nu$ - кинематическая вязкость ММ в натурных условиях, м$^2$/с;

$\nu^*$ - кинематическая вязкость ММ в модельных условиях, $м^2/с$.

Таким образом, обязательным требованием к условиям испытаний в Ф-модели является обеспечение равенства критерия подобия процесса седиментации отношению ускорения силы тяжести в гравитационном поле, времени хранения, высоты налива в средстве хранения к кинематической вязкости ММ при соблюдении условия однозначности, заключающемся в равенстве значений кинематической вязкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Золотов В.А., Федоров М.И., Чулков И.П. Процессы старения моторных масел в условиях хранения./ Золотов В.А., Федоров М.И., Чулков И.П.//Нефтепереработка и нефтехимия. Вып. № 7. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1995.

2. Золотов В.А., Федоров М.И. подход к прогнозированию запаса качества моторных масел в условиях их длительного хранения./ Золотов В.А., Федоров М.И.//Нефтепереработка и нефтехимия. Вып. № 8. – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1995.

3. Пименов Ю.М., Маньшев Д.А., Швыков Р.В. Обоснование требований к условиям испытаний в ф-модели объекта хранения углеводородного ракетного горючего./ Ю.М. Пименов, Д.А. Маньшев, Р.В. Швыков // Труды 25 ГосНИИ МО РФ. Вып. 54. – М.: Гралия, 2008. - С 231-237.

4. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. Изд. Второе перераб. и доп., - М.: Химия, 1975. – 513 с.

5. Пименов Ю.М. Основы системного анализа и моделирования в химмотологии: Учеб. пособие, - С-Пб.: ВАТТ 1999. - 268 с.

6. Пименов Ю.М. Планирование эксперимента в задачах химмотологии: Учеб. пособие, - С-Пб.: ВАТТ 1994. - 108 с.

7. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. Изд. второе, перераб. - М.: Наука, 1978. 400 с.

8. Бурдун Г.Д. Справочник по международной системе единиц. Изд. 3-е, доп. - М.: Изд-во стандартов, 1980. – 232 с.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ВЫДЕЛЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

Кузнецов О.А., Томина К.А., Кузнецова Е.О.
(Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге,
Оренбургский гелиевый завод ПАО «Газпром», УГНТУ)

Сотрудничество с промышленными предприятиями даёт большой импульс развитию университетской науки. Решение различных вопросов, возникающих в результате эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, даёт филиалу РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге актуальный материал для научного поиска. Одним из таких вопросов является извлечение кислых компонентов из природного газа.

На Оренбургский газоперерабатывающий завод поступает газ с Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения и с Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. За более чем сорокалетнюю эксплуатацию предприятия произошли большие изменения, как в количестве, так и в составе перерабатываемого сырья. Работники предприятия определяют наиболее выгодные схемы и режимы переработки сырья. Но возможности их не безграничны.

Очистка природного газа от диоксида углерода и сероводорода осуществляется абсорбентом «Новамин», который представляет собой водный раствор смеси диэтаноламина и метилдиэтаноламина в количестве 25÷40 % и эфиров метилового спирта - 5÷15 %. Рабочий диапазон соотношения МДЭА к ДЭА в смеси поддерживается в диапазоне от 0,3 до 0,7. Кислый газ, направляемый на установку Клауса, должен содержать, в соответствии с проектными параметрами, около 60-63 % сероводорода. Установка Клауса является очень важным звеном в утилизации серосодержащих токсичных веществ и в обеспечении требований по охране атмосферного воздуха. Но в результате длительной эксплуатации месторождений произошло сильное изменение компонентного состава кислого газа, и содержание сероводорода в нем упало до 50 %. Это привело к снижению степени конверсии сероводорода как на термической ступени, так и в целом на установке Клауса, в связи с высоким содержанием диоксида углерода, и соответственно к ряду технологических проблем. Это явилось одной из причин снижения степени чистоты вырабатываемой серы с четырёх девяток до трёх.

Как известно, чем выше температура, тем выше степень конверсии сероводорода в серу. В печи-реакторе оптимальная температура должна составлять от 1 100 до 1 300 °С. В этом температурном интервале степень конверсии максимальна, а количество COS и $CS_2$, образующихся по побочным реакциям, незначительно. Диоксид углерода в виду своих свойств дестабилизирует процесс горения сероводорода, а значит,

увеличивает расход воздуха, подаваемого в печь-реактор, и увеличивает расхода тепла на нагрев кислого газа. На термической ступени процесса температура становится менее 1 000 °С и в значительном количестве образуются побочные продукты реакции – сероуглерод и серооксид углерода.

Кроме этого, наше внимание привлекла общемировая проблема, связанная с диоксидом углерода. Сброс диоксида углерода в атмосферу способствует образованию и накоплению парникового эффекта, который является одной из глобальных экологических проблем во всем мире. В связи с этим в 2013 году начал издаваться журнал «Journal of CO2 Utilization» /1/, который полностью посвящён утилизации диоксида углерода.

Рассмотрев разносторонне существующую проблему, составили план научных исследований, состоящий из трех этапов.

На первом этапе требуется разработать технологию селективной очистки природного газа с получением двух потоков кислых газов. Основной поток должен содержать около 65 % сероводорода для обеспечения работы установки Клауса при проектных показателях. Второй поток должен преимущественно содержать диоксид углерода, направляемый на смешение с отходящими газами установок Клауса, в которых содержание сероводорода составляет 1-2 % /2/. Требования к компонентному составу второго потока требуют более тщательного рассмотрения и изучения, в связи с тем, чтобы не оказать существенного влияния на работу установки Сульфрен, осуществляющей доочистку отходящих газов установки Клауса.

Для осуществления поставленной задачи за прототип взяли технологию селективной очистки природного газа с применением N-метилпирролидона-2, разработанную компанией Chevron Res /3/. В виду высокой избирательности N-метилпирролидона-2 по отношению к сероводороду будет возможным удаление сероводорода из газов с различным диапазоном концентраций. При давлении 760 мм рт. ст. и температуре 25 $^0$С растворимость сероводорода в N-метилпирролидоне-2 составляет 36,4 м$^3$/м$^3$, а диоксида углерода 3,57 м$^3$/м$^3$, то есть отличается более чем в десять раз /4/. А следовательно можно рассчитывать на получение технологии абсорбционной очистки природного газа от кислых компонентов, которая позволит не только очищать газ, но и производить его разделение. Отсутствие полной информации о физико-химических параметрах процесса не позволяет предоставить более подробную характеристику разрабатываемого процесса.

Но больший практический интерес представляет рассмотрение возможности применения смеси «Новоамин» и N-метилпирролидона-2, с целью повышения селективности абсорбента. Совместное использование химического и физического абсорбента уже осуществлялось при очистке углеводородных газов /5/. А если получится организовать более сложную

технологическую схему на существующем оборудовании, с минимальными капитальными затратами, то срок окупаемости нашей разработки должен быть несущественным.

Результатами первого этапа должно быть решение актуальной проблемы работы установок Клауса на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, которое позволит «оживить» производство и решить ряд технологических проблем:

- повышение эффективности ведения процесса абсорбционной очистки газа;
- улучшение качества кислого газа – сырья для процесса Клауса - путем снижения количества диоксида углерода;
- снижение нагрузки на печь подогрева кислого газа;
- увеличение качества товарной серы.

На втором этапе поставили цель достичь высокой степени чистоты диоксида углерода для его целевого использования. Оренбургское месторождение содержит значительное количество нефти. В связи с этим закачка диоксида углерода в пласт может быть методом повышения нефтеотдачи /6/. Диоксид углерода обладает нефтевытесняющими свойствами, благодаря следующим его способностям:

1. Хорошо растворяться в нефти и в пластовой воде, уменьшать вязкость нефти, и повышать вязкость воды при растворении в них;
2. Снижать межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшать смачиваемость породы водой при растворении в нефти и в воде;
3. Увеличивать проницаемость отдельных типов коллекторов в результате химического взаимодействия.

Этот метод применяется с начала пятидесятых годов прошлого века. Закачка одной тонны диоксида углерода на месторождениях Венгрии и США позволило дополнительно получать более одной тонны нефти.

Требования, предъявляемые к чистоте диоксида углерода, закачиваемого в пласт, по сероводороду выше, чем к потоку, смешиваемому с отходящими газами с установки Клауса. Продукт должен содержать $CO_2$ не менее 90 %, а содержание сероводорода должно быть не более 0,01 %. Дополнительным требованием является наличие больших объёмов диоксида углерода, и Оренбургский газоперерабатывающий завод удовлетворяет этому. Здесь уже вопрос к разработчикам месторождения. Выбор технологии выделения диоксида углерода должен определяться в первую очередь экономической целесообразностью его закачки в пласт.

Достаточно чистый диоксид углерода можно использовать и на самом предприятии вместо азота, что позволяет снизить нагрузку азотно-кислородных станций. А если обеспечить чистоту на уровне 10 ppm по сероводороду, то можно будет уже рассматривать его введение в реакцию с водяным паром и метаном (на никелевом катализаторе), что даст в качестве продуктов CO и $H_2$ – синтез газ:

$$3CH_4 + CO_2 + 2H_2O = 4CO + 8H_2$$

Полученный синтез-газ может быть использован в многочисленных областях. Например, для промышленного получения альдегидов и спиртов методом оксосинтеза, высооктанового бензина и диметилового эфира, что позволит извлекать дополнительную прибыль.

На самом отдаленном третьем этапе исследования запланировано рассмотрение возможности разделения диоксида углерода и сероводорода из кислого газа. Полученная степень чистоты $CO_2$ будет определять его дальнейшее применение. Здесь возможно два направления. Первое направление можно осуществить путем разделения кислого газа на компоненты методом абсорбции. Принципиальное отличие будет заключаться в том, что разделяться будет не природный газ, а кислый газ, направляемый на установку Клауса. Планируется подобрать схему и режимы работы для проведения разрабатываемого технологического процесса. Технологическая схема будет состоять из двух (абсорбер и десорбер) или трёх (плюс скруббер) аппаратов колонного типа. Давление в кислом газе около 0,5 МПа, соотношение $H_2S$ к $CO_2$ – 50:50, после нашей установки от 65:35 до 70:30, которое является оптимальным для работы установки Клауса. Концентрация $H_2S$ в чистом диоксиде углерода должна быть не более 0,01-1 % об.

Физико-химические свойства диоксида углерода и сероводорода обладают определённой спецификой. При низких давлениях, близких к атмосферному, диоксид углерода сублимируется при температуре минус 78,5 °С, а сероводород имеет температуру кипения минус 60 °С. Стоит обратить внимание на эту интересную разницу в их поведении и предложить новый аппаратный способ их разделения для получения диоксида углерода высокой чистоты. Экономическая выгода при осуществлении этого процесса будет заведомо низкой, но с точки зрения экологии и борьбы за снижение парниковых выбросов, то этот процесс определённо представляет интерес для промышленности.

Реализация второго и третьего этапов должна обеспечить:

- повышение нефтеотдачи пласта;
- снижение нагрузки на азотно-кислородные станции;
- получение синтез газа.

Сферой применения результатов будут практически все нефте- и газоперерабатывающие заводы. В мире насчитывается более 500 установок получения серы методом Клауса. Их общая производительность более 20 000 000 тонн серы в год. На Оренбургском газоперерабатывающем заводе имеется 3 установки получения серы общей производительностью по кислому газу более одного миллиона тонн в год. Выделение диоксида углерода и использование его как технологического продукта или ценного сырья, вместо сброса в атмосферу, имеет не только экономическую перспективу, а в первую очередь экологическую.

Литература

1. Sang-Eon Park Editorial / Journal of CO2 Utilization, №1, 2013. p.1
2. Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Технология переработки природного газа и газового конденсата. – Оренбург: ИПК «Газпромпечать» ООО «Оренбурггазпромсервис»,2002. – 432 с.
3. Патент US3642431 - A Method of removing hydrogen sulfide from gaseous mixtures
4. Barry Burr and Lili Lyddon A COMPARISON OF PHYSICAL SOLVENTS FOR ACID GAS REMOVAL. https://bre.com/PDF/A-Comparison-of-Physical-Solvents-for-Acid-Gas-Removal-REVISED.pdf
5. O. R. Rivas, J. M. Prausnitz Sweetening of sour natural gases by mixed-solvent absorption: Solubilities of ethane, carbon dioxide, and hydrogen sulfide in mixtures of physical and chemical solvents. AlChE Journal Volume 25, Issue 6. November 1979, p. 975-984.
6. https://lektsia.com/4xe1a.html
7. Кузнецов О.А. Моделирование схемы переработки природного газа в Aspen HYSYS V8. - М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 116 с.

# КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Гуляев Д.Н., Лазуткин Д.М., Морозовский Н.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, АО «ИГиРГИ»)

## Введение

Длительный мониторинг забойных параметров работающих нефтегазовых скважин с применением гидродинамических методов исследования (ГДИС) позволяет получать информацию о фильтрационных свойствах пласта, гидродинамической связи скважины с пластом, области дренирования, продуктивности скважины, энергетическом состоянии залежи [4]. Дополнительно гидродинамический мониторинг позволяет отслеживать изменение этих параметров в динамике даже при низкой скорости фильтрации пластового флюида, соответствующей слабым фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов и притоку к скважинам с сложным заканчиванием.

В работе проанализированы гидродинамические исследования, выполненные без потерь добычи с помощью технологии регистрации кривой стабилизации забойного давления датчиком, входящим в состав компоновки погружного электро-центробежного насоса (ЭЦН). Программа исследований включает:

- измерение изменения давления при вводе скважины в эксплуатацию (КСД-пуск);
- обоснование и сопровождение целевых геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и рекомендации по оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД);
- анализ эффективности выполненных ГТМ посредством оценки текущего скин-фактора скважины и пластового давления.

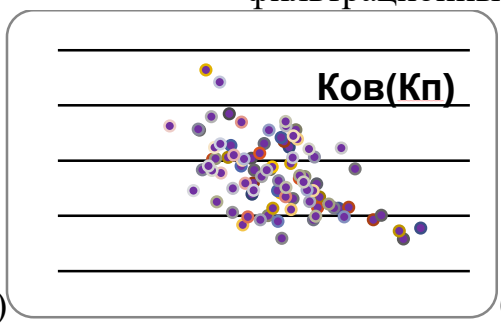
Для интерпретации результатов измерений стационарных контрольных датчиков совместно с данными об изменении дебита скважины использован метод «Decline-Analyze» и алгоритмы программного комплекса «Topaze» компании Kappa Engineering.

## Объект исследований

Анализ результатов гидродинамических исследований проведен для отложений включающих низкопроницаемые терригенные коллекторы (Кпр от 3,5÷6,5 до 8,5÷19мД) двух разных регионов (Западно-Сибирская и Волго-Уральская НГП), разновозрастных (меловые и девонские), приуроченных к различным фациям (глубоководные и прибрежно-морские). Однако в обоих случаях коллекторами являются песчано-алевритовые отложения характеризующиеся:

- низкой проницаемостью (до 10-20мД) с граничным значением Кпр.гр = 0,2÷0,4 мД;

- высоким содержанием глинистой фракции (<0.01) от 8÷11 до 19÷21%;
- сложным составом цемента породы, что определяет:
  - слабую зависимость остаточной водонасыщенности с пористостью (рис.1а);
  - низкую корреляционную связь ($R^2$=0.35÷0.53) фильтрационных и емкостных свойств (рис.1б).

а) 

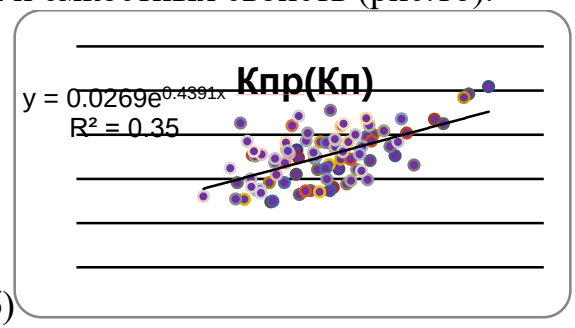
б) 


*Рис.1 Сопоставление а) Ков(Кп) и б) Кпр(Кп) для пласта Дкт одного из месторождений восточно-Оренбургского сводового поднятия*

**Информативность гидродинамических исследований скважин при контроле разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов**

Проведение гидродинамических исследований в данном случае подразумевает регистрацию кривой изменения давления и дебита во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации или при переводе с одного стабильного режима на другой.

Обработка полученных данных с датчика, входящего в состав компоновки погруженного центробежного насоса, и дальнейший анализ добычи проводились в программном комплексе «Saphir» компании Kappa Engineering. Используются PVT-свойства: объемный коэффициент, коэффициент динамической вязкости, сжимаемость пород и вмещающего флюида. Расчеты проводятся с учетом обводненности продукции.

После загрузки фактических данных по давлению и дебиту создается модельная кривая исследования, которую необходимо привести в соответствие со всеми протекающими режимами фильтрации в пласте (рис.2).

Далее приведен пример интерпретации исследования типа кривой восстановления давления (КВД) скважины А1.

Получено полное совмещение фактических (скв.А1) и расчётных данных по модели вертикальной скважины, вскрывающей однородный пласт, с трещиной бесконечной проводимости (предварительно проведенный гидроразрыв пласта - ГРП).

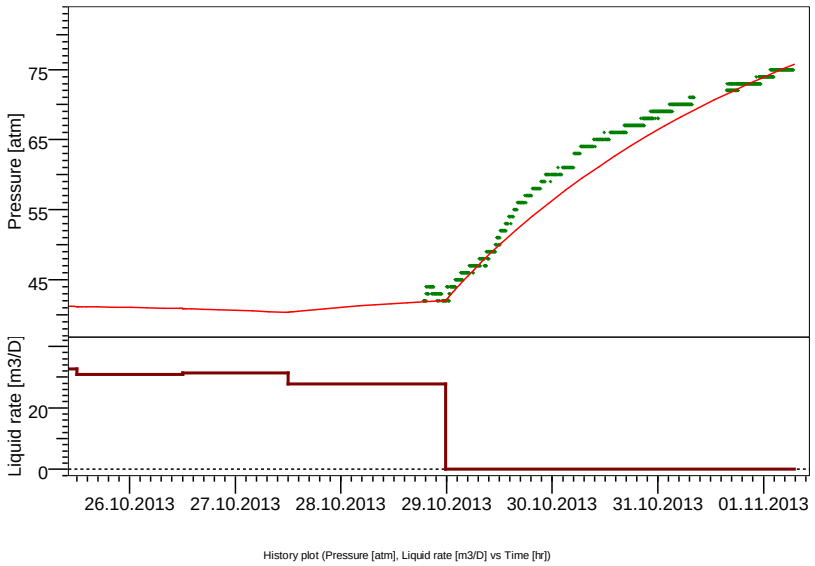



*Рис. 2 - Результаты совмещения исходных (точки) данных и модельный (линии) кривых. Верхняя часть графиков – кривая изменения забойного давления (в атм.), нижняя часть – кривые дебита жидкости (в м3/сут).*

Рассматривая график двойного логарифмического масштаба (рис. 4), можно отметить, что в силу недостаточного времени исследования скважина не выходит на радиальный режим. Несмотря на это, полученных данных достаточно для того, чтобы дать оценочную характеристику фильтрационно-емкостных свойств пласта, а также определить текущее пластовое давление по уравнению Хорнера.

$$P_{КВД} = P_{ПЛ} - \frac{\mu Q_n}{4\pi kh}\left( Ln(\frac{T+t}{t}) \right) \qquad (1)$$

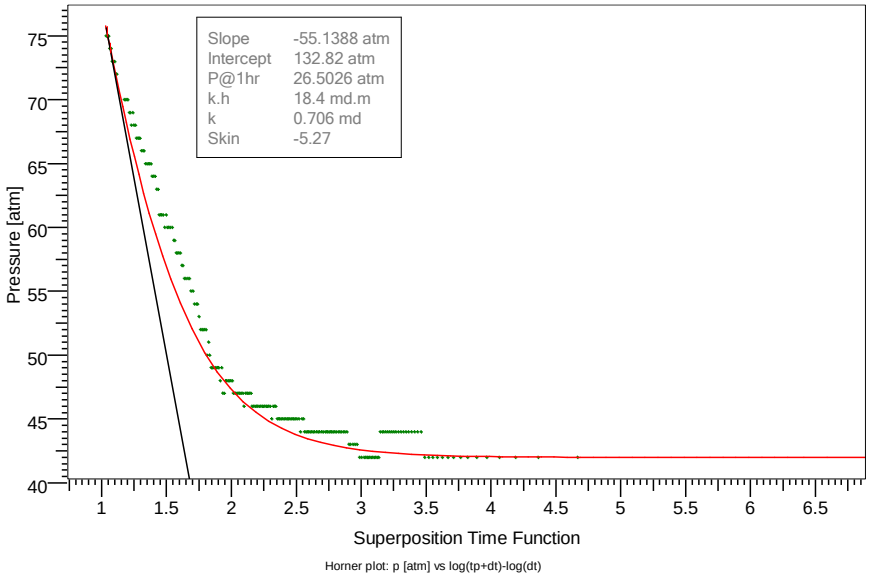
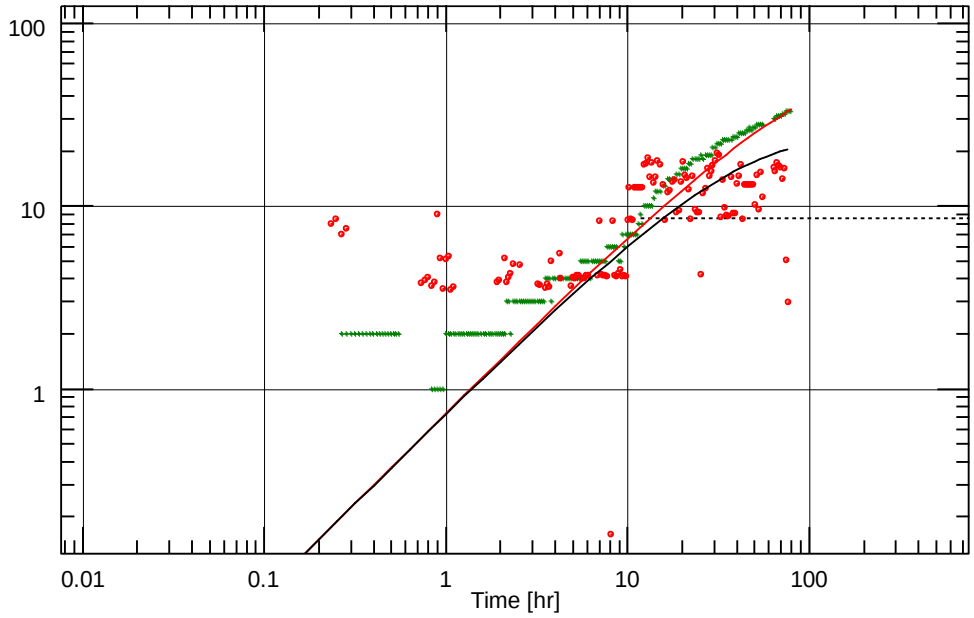



*Рис.3 - График Хорнера*




Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [atm] vs dt [hr]

*Рис. 4- График Log-Log анализа КВД вертикальной скважины А1*

Таблица 2. Параметры, полученные при интерпретации цикла КВД

| Параметры | Значения |
|---|---|
| Коэффициент гидропроводности ((Д*см)/сПз) | 3.7 |
| Коэфф. продуктивности (на конец исследования) $м^3$/(сут.*атм.) | 0.3 |
| Проницаемость (мД) | 1.98 |
| Интегральный скин-фактор | -3.44 |
| Давления на ВНК (атм.) | |
| Забойное давление перед остановкой | 69 |
| Ориентировочное пластовое давление | 160 |

По приведенному исследованию было рекомендовано перевести скважину в фонд ППД, так как пластовое давление было достаточно снижено на этом участке и непосредственно в районе этой скважины.

Далее рассматривались исследования горизонтальных скважин, и проводилась оценка полученных расчетных фильтрационных параметров.

На исследуемой скважине была произведена смена насоса на более производительный типоразмер, а также увеличена депрессия.

Данные с датчиков по скважине А2 также были сопоставлены с теоретической моделью горизонтальной скважины с МГРП, вскрывающей однородный пласт. Было проинтерпретировано два цикла кривой стабилизации давления, до и после смены насоса (КСД1 и КСД2).

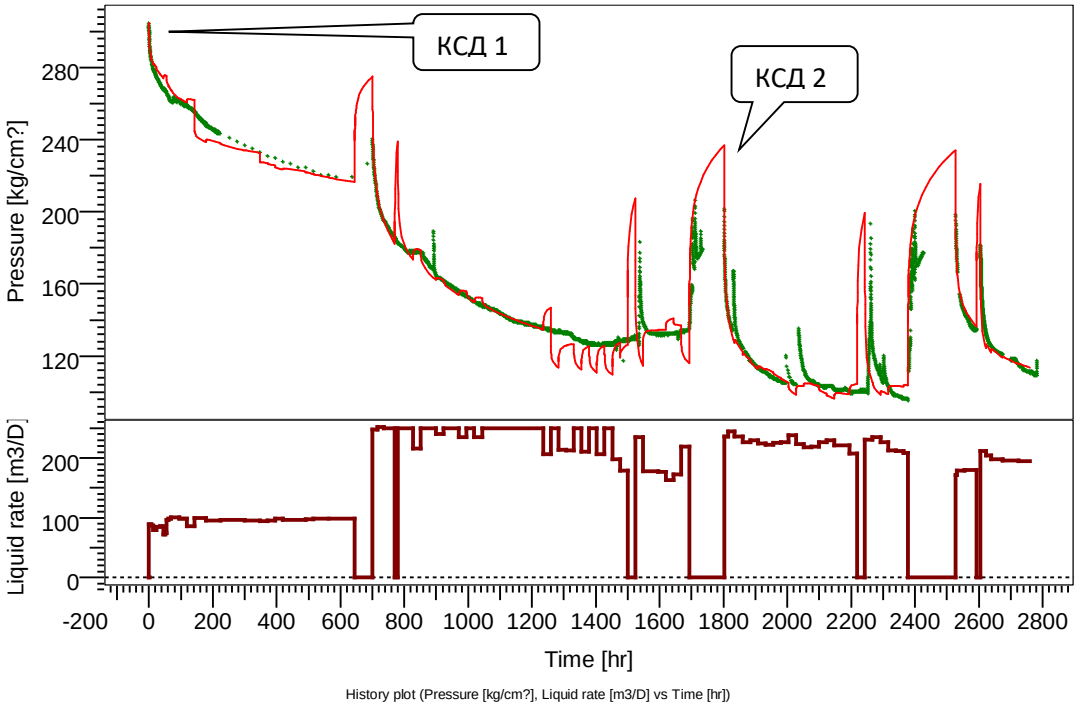



*Рис. 5 - Результаты совмещения исходных данных и модельной кривой.*

Давление было рассчитано по формуле Дюпюи на основе начального коэффициента продуктивности в предположении постоянства скин-фактора в процессе исследования [1].

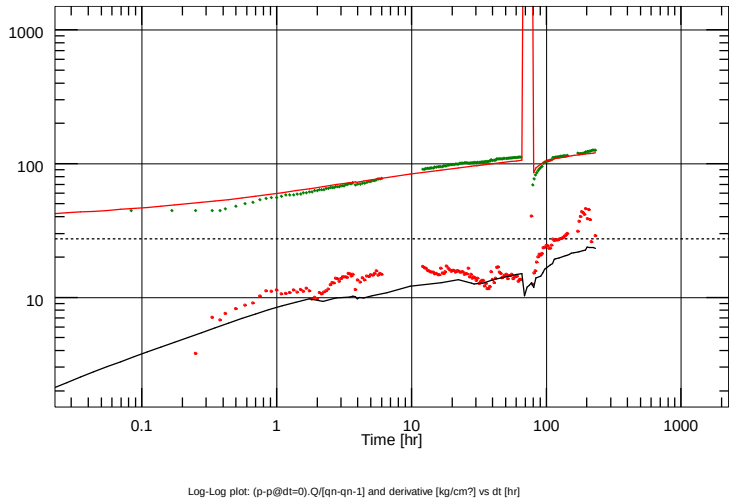



*Рис. 6 - График Log-Log анализа КСД горизонтальной скважины А2*

Таблица 3.Сравнение параметров, полученных при интерпретации циклов КСД-1 и КСД-2

| Параметры | Значения на 07.09.2015 | Значения на 22.12.2015 |
|---|---|---|
| Коэффициент ствола скважины, (м3/см2/кгс) | 2.2 | 8 |
| Коэффициент гидропроводности, ((Д·см)/сПз) | 1.6 | 7.3 |
| Коэффициент продуктивности (на конец исследования), ($м^3$/(сут. ·кгс/см2)) | 1.61 | 1.4 |
| Проницаемость, (мД) | 1.23 | 5.6 |
| Интегральный скин-фактор | -7.19 | -5.42 |

| | | |
|---|---|---|
| Скин-фактор механический | 0 | 0.7 |
| Полудлина трещины (м) | 29 | 24 |
| Расчетное пластовое давление (на ВНК пласта Дкт), (кгс/см2) | 294.7 | 294.7 |
| Забойное давление (на ВНК пласта Дкт), (кгс/см2) | 230.5 | 109.3 |
| Работающая длина горизонтального ствола скважины, (м) | 2 | 200 |

По сравнению с прошлым заключением (таблица 3) выросло обводнение, гидропроводность и ухудшился скин фактор. По всей вероятности, это связано с тем, что при росте депрессии в скважине открылся переток. Впоследствии были проведены промыслово-геофизические исследования (ПГИ) и подтверждена заколонная циркуляция жидкости. В случае, если обводнение, дополнительно возросшее после смены насоса, не снизится при продолжении отработки рекомендуется рассмотреть возможность проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Также, с помощью метода Decline-Analyze возможно прогнозировать дебит и давление в скважине, только введенной в эксплуатацию. На рис.7 приведен пример прогнозирования давления и дебита в горизонтальной скважине А3.

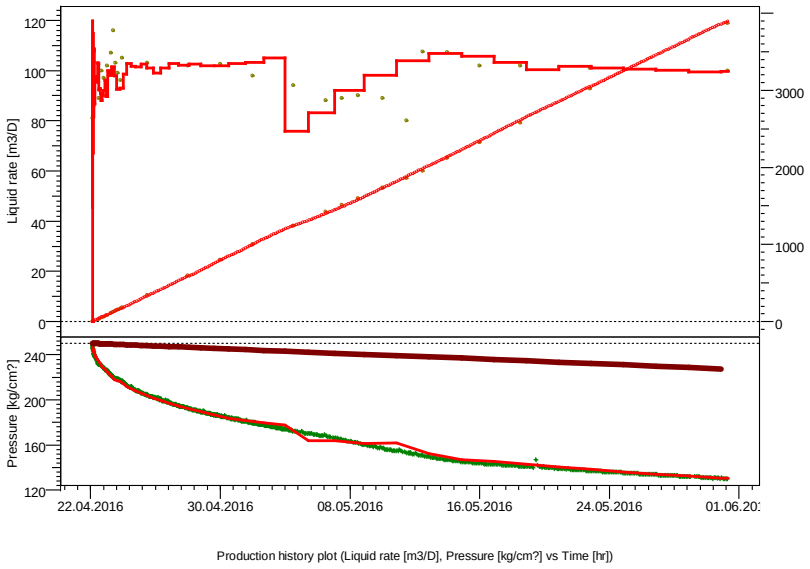



*Рис. 7 - Результаты совмещения исходных данных и модельной кривой по скважине А3*

Забойное давление при запуске скважины в пересчете на ВНК составило 250 кгс/см$^2$ и было принято как текущее пластовое.

Выполнено совмещение практических и теоретических данных по модели горизонтальной скважины (ГС) с множественным гидроразрывом пласта (МГРП).

Наилучшего совмещения фактических и расчётных данных удалось добиться при трех работающих трещинах ГРП с полудлинами 45 м. Точно определить количество работающих трещин ГРП можно путём остановки скважины на кратковременное КВУ (100-150 часов).

Для адаптации выбраны границы соответствующие пробуренной сетке скважин и геологическому строению залежи. Ввиду отсутствия явных

признаков, а также простоя нагнетательной скважины А1 в интересующем нас временном интервале, влияние ППД не учитывалось. Таким образом, получен оценочный темп падения давления, который показал снижение среднего давления в области дренирования приблизительно ~ до 227кгс/см$^2$ на 31.05.2016.

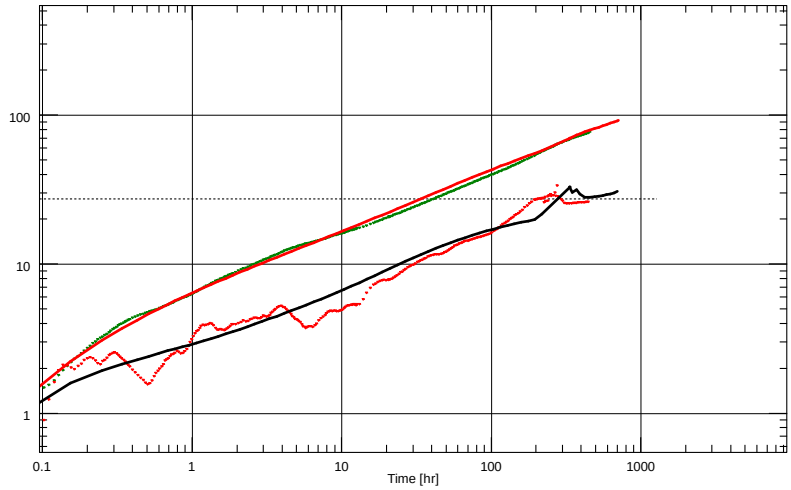



*Рис. 8 - График Log-Log анализа КСД горизонтальной скважины А3*

Полученный темп падения позволил рассчитать прогноз дальнейшей работы скважины [1] как с учетом текущего тренда снижения Рзаб, так и с ускоренным снижением (ИДН) Рзаб до 70 кгс/см$^2$ (рис.9). Как показывают графики, при ИДН наблюдается снижение суточного дебита скважины ниже уровня, наблюдаемого без интенсификации спустя примерно 2 месяца.

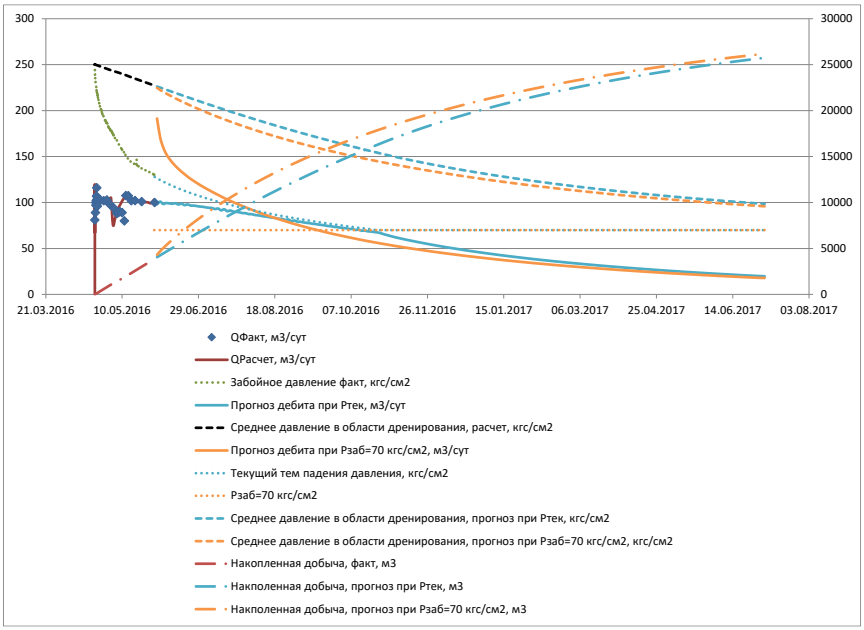



*Рис. 9 – Прогнозирование дебита и давления в введенной в эксплуатацию скважине*

| Параметры | Значения |
|---|---|
| Коэффициент гидропроводности, ((Д·см)/сПз) | 3.81 |
| Коэффициент продуктивности (на конец исследования), (м$^3$/(сут. ·кгс/см2)) | 0.26 |
| Проницаемость, (мД) | 5.6 |

| | |
|---|---|
| Интегральный скин-фактор* | -6.48 |
| Скин-фактор механический | 0.18 |
| Количество работающих трещин | 3 |
| Полудлина трещины (м) | 45 |
| Расчетное пластовое давление (на ВНК пласта Дкт) на начало исследования, (кгс/см2) | 250.1 |
| Забойное давление (на ВНК пласта Дкт), (кгс/см2) | 130.1 |
| Расчетное пластовое давление (на ВНК пласта Дкт) на 31.05.2016, (кгс/см2) | 227 |
| Забойное давление (на ВДП), (кгс/см2) | 116.4 |
| Расчетное пластовое давление (на ВДП) на 31.05.2016, (кгс/см2) | 213.3 |

Это обусловлено более резким, в случае ИДН, темпом падения пластового давления. По этой причине в случае проведения мероприятий по ИДН необходимо обеспечить и стабильную работу скважины А1 в системе ППД.

**Обоснование геолого-технических мероприятий**

Месторождение Западной Сибири характеризуется невысокой проницаемостью и высокой расчлененностью. Для преодоления данных трудностей широко применяется гидроразрыв пласта (ГРП). В связи с этим весьма актуальной является задача выбора оптимального времени проведения повторного ГРП.

В одной из скважин месторождения была определена необходимость повторного ГРП с использованием долговременного мониторинга забойного давления и дебита в скважине (рис.10).

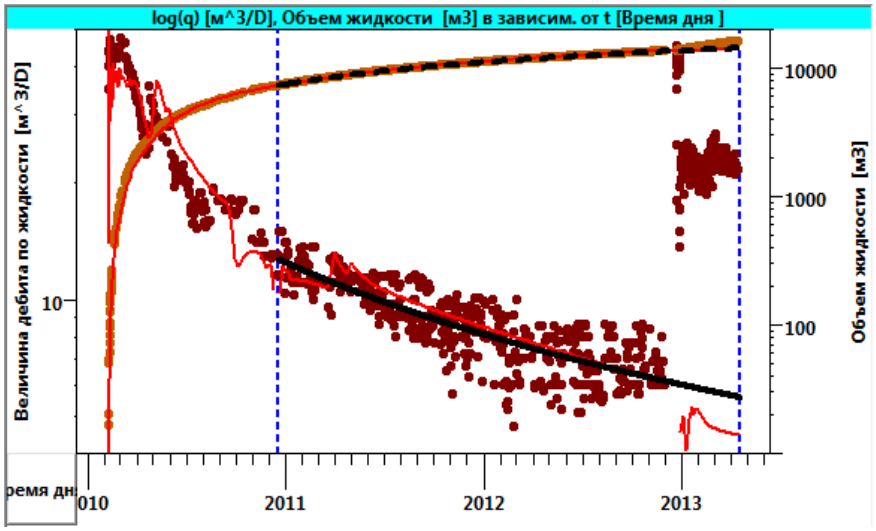



*Рис. 10 – График давления и дебита до и после проведенного ГРП.*

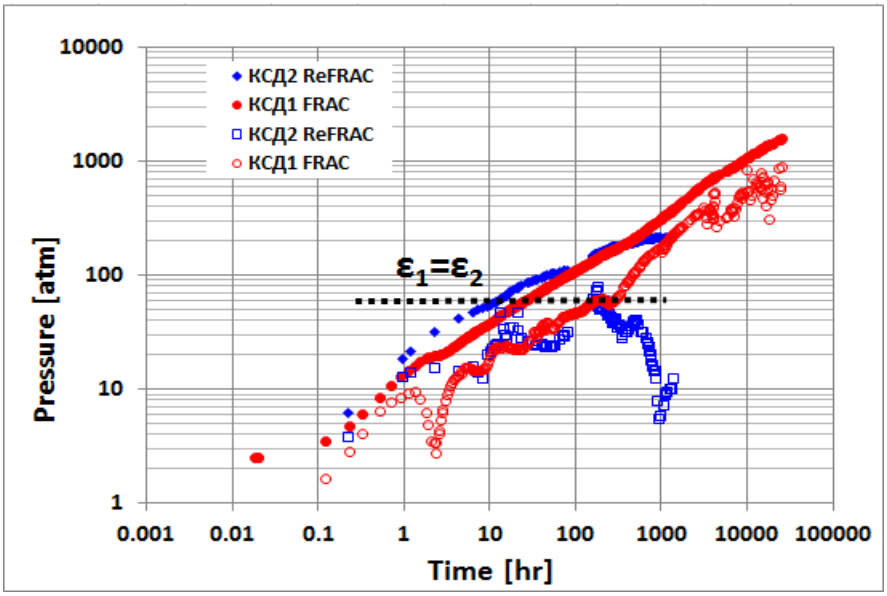



*Рис. 11 – Log-log графики циклов КСД до и после ГРП*

Таблица 3.Сравнение параметров, полученных при интерпретации циклов КСД-1 и КСД-2

| Параметры | Значения КСД-1 | Значения КСД-2 |
|---|---|---|
| Проницаемость фазовая по нефти (мД) | 1.5 | 1.56 |
| Интегральный скин-фактор | -3.1 | -5.4 |
| Коэффициент гидропроводности ((Д·см)/сПз) | 1.5 | 1.5 |
| Полудлина трещины (м) | 37 | 47 |
| Коэфф. продуктивности (на конец исследования) м3/(сут. · атм.) | 0.1 | 0.4 |

По результатам интерпретации было определено ухудшение скин-фактора скважины, также при анализе log-log графика (рис.11) было выявлено влияние системы ППД, вследствие частичной переориентации трещины ГРП под влиянием изменения стрессов, что говорит об успешности проведенной операции.

На основании этого сделан вывод о необходимости проведения повторного гидроразрыва [3] не только при деградации трещины ГРП, но и при снижении пластового давления для подключения трещинами ГРП новой области дренирования.

**Заключение**

В работе приведены методы оценки текущей продуктивности и скин-факторов скважин по данным ГДИС, построения прогноза дальнейшей работы нефтяной скважины с учетом работы окружения, обоснованы критерии выбора метода увеличения продуктивности скважин в слабопроницаемых, но продуктивных терригенных коллекторах, рассмотрены рекомендации по оптимизации разработки участка месторождения.

Выявленное по результатам мониторинга снижение энергетики пласта в районе скважин позволяет обосновать рекомендации по оптимизации системы ППД (изменение объемов закачки, перевод скважин в фонд ППД) путем перевода скважин под нагнетание для увеличения добычи из продуктивного интервала на данном участке.

**Литература**

1. Ипатов А.И., Хромецкая И.В. Изменение системы поддержания пластового давления для приобщения низкопроницаемых нефтенасыщенных толщин в разработку//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 2008. - № 5. С. 16-21.

2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – М.–Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. — 896 с.

3. Кременецкий М.И., Кокурина В.В., Кричевский В.М. Контроль эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований// Каротажник. - 2013. - №227. С.76-101

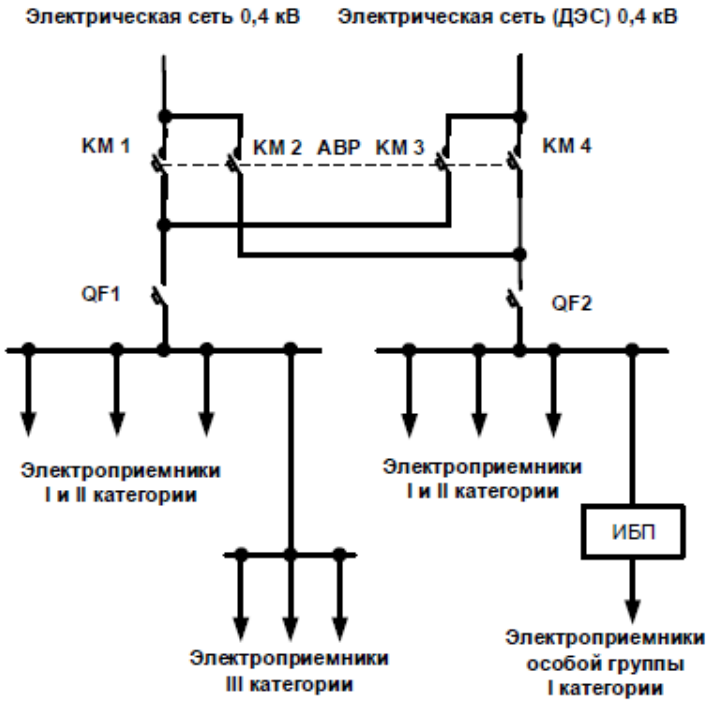
4. Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Кокурина В.В., Мельников С.И. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти//Нефтяное хозяйство. – 2014. – №3. – С.106-109.

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Леухин В.В.
(ООО «Газпром инвест», ПАО «Газпром»)

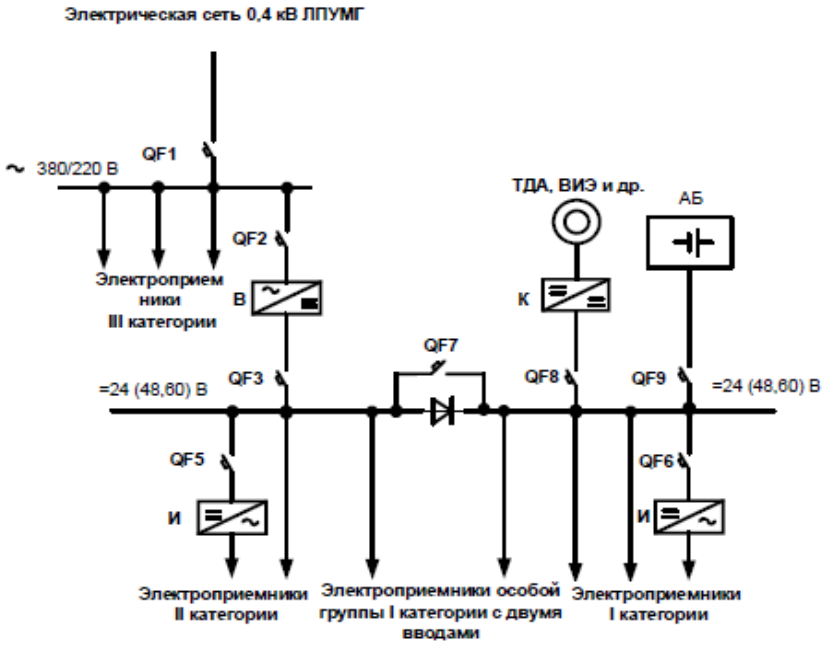
Линейные потребители объектов ПАО «Газпром» в силу своей специфики находятся вдали от крупных электростанций энергосистем. Согласно СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Кетегорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром»» множество электроприемников линейных потребителей относится к 1 и ОГ-1 категории надежности электроснабжения. Соответственно кроме вдольтрассовой линии электропередач (ЛЭП) применяются резервные источники питания (РИП). Основными линейными потребителями электроэнергии являются установки катодной защиты (УКЗ), установки дренажной защиты (УДЗ), контрольные пункты телемеханики (КП ТМ), УКВ радиостанции для КП ТМ, радиорелейные станции (РРС). Электроснабжение линейных потребителей организовано от блочно-комплектных устройств электроснабжения (БКУЭ). Для снабжения потребителей 1 категории надежности в состав БКУЭ введено множество преобразователей и накопителей энергии, работающих для электроснабжения отдельных потребителей. В случае использования автономных источников питания (АИП) постоянного тока (турбодетандерные агрегаты, каталитические термоэлектрические энергоустановки, топливные элементы, термоэлектрогенераторы, возобновляемые источники энергии и другие), количество преобразователей возрастает вдвое. Сначала для преобразования энергии полученной от АИП постоянного тока в общепринятые ~220В, а затем из ~220В в ±24/48 для снабжения потребителей. Это наглядно представлено в рекомендуемых схемах электроснабжения технологических объектов СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электропримников промышленных объектов ПАО «Газпром» (см. рис. 1 и рис. 2).

Соответственно возникают дополнительные потери при трансформации электроэнергии, происходит усложнение схемы электроснабжения БКУЭ, снижение надежности и как следствие – увеличивается объем технического обслуживания, возрастает количество выездов аварийных бригад для устранения неисправностей. Все это приводит к снижению эффективности энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов.




QF – автоматический выключатель; КМ – контактор

*Рис. 1 – Принципиальная схема электроснабжения технологического объекта с ДЭС-0,4 кВ и АВР.*




QF – автоматический выключатель; К – конвертор; И – инвертор; В - выпрямитель

*Рис. 2 – Принципиальная схема электроснабжения технологического объекта с АИП и электроприемниками переменного и постоянного тока.*

Для повышения эффективности энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов предлагается выполнить:

1. Организовать размещение преобразователей, накопителей энергии и электроприемников в термошкафах без обогрева/кондиционирования всего контейнера БКУЭ. Что соответствует рекомендациям СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электропримников промышленных объектов ПАО «Газпром». Для поддержания нормальных условий работы как источников питания, так и потребителей требуется поддержание температурно-влажностного режима (ТВР), постоянное наличие эксплуатирующего персонала в БКУЭ не предусмотрено. На время регламентных и восстановительных работ создать условия для работы людей возможно перевозимыми устройствами.

Преимущества от размещения аппаратуры в термошкафах:

- снижение мощности источников питания;
- снижение количества потраченной электроэнергии;
- повышение срока службы АкБ.

2. Оптимизацию схемы автономного электроснабжения отдаленного объекта. Сеть напряжением ~230(400)В введена искусственно для централизованного электроснабжения и массового использования электроприборов, преимущественно в бытовых целях. Большинство электроприемников имеет в своем составе блок питания, задачей которого является преобразовать общепринятое сетевое централизованное электропитание в требуемые для него параметры. Но при организации электроснабжения вдали от электростанций энергосистем с применением АИП постоянного тока это становится неэффективным, поэтому предлагается отказаться от применения в составе БКУЭ технологических потребителей и потребителей собственных нужд контейнера БКУЭ использующих сеть напряжением ~ 230(400)В.

Таким образом в блочно-комплектных устройствах электроснабжения предлагается организовать так называемое «бортовое питание» по примеру летательных аппаратов, водных судов и автомобильной техника.

Преимущества от создания в блочно-комплектных устройствах электоснабжения «бортового питания»:

- снижение количества преобразователей;
- снижение мощности источников питания, за счет уменьшения потерь на преобразование электроэнергии;
- снижение стоимости изделия в целом;
- повышение надежности изделия в целом;
- улучшению условий и охраны труда, путем применения безопасного напряжения;

- снижение вероятности хищения устройств ввиду затруднения применения их в быту.

3. Внедрение системы автоматического управления (САУ). Задачей САУ будет являться поддержание максимальной отдачи энергии от АИП постоянного тока.

Приоритетами САУ должны являться:

1. Обеспечение требуемого качества энергии для электроприемников, т.е. следить за заданным уровнем напряжения на шинах потребителей электроэнергии и в случае снижения заряда аккумуляторных батарей до критического значения производить включение второго источника электроэнергии.
2. Поддержание максимально возможного КПД ЭУ. То есть, при обеспечении первого условия САУ должна отдавать приоритет работе ОИП постоянного тока для обеспечения электроснабжения потребителей и заряда аккумуляторных батарей (АкБ).
3. Обеспечение оптимального режима работы АкБ.

САУ в общем случае состоит из:

1) панельного компьютера;

2) программного обеспечения (ПО);

3) первичных элементов (датчики фиксирующие параметры электроустановки – потребляемую мощность, напряжение на аккумуляторной батарее, ток заряда…);

4) блока коммутации энергии (БКЭ);

5) коммуникационный блок;

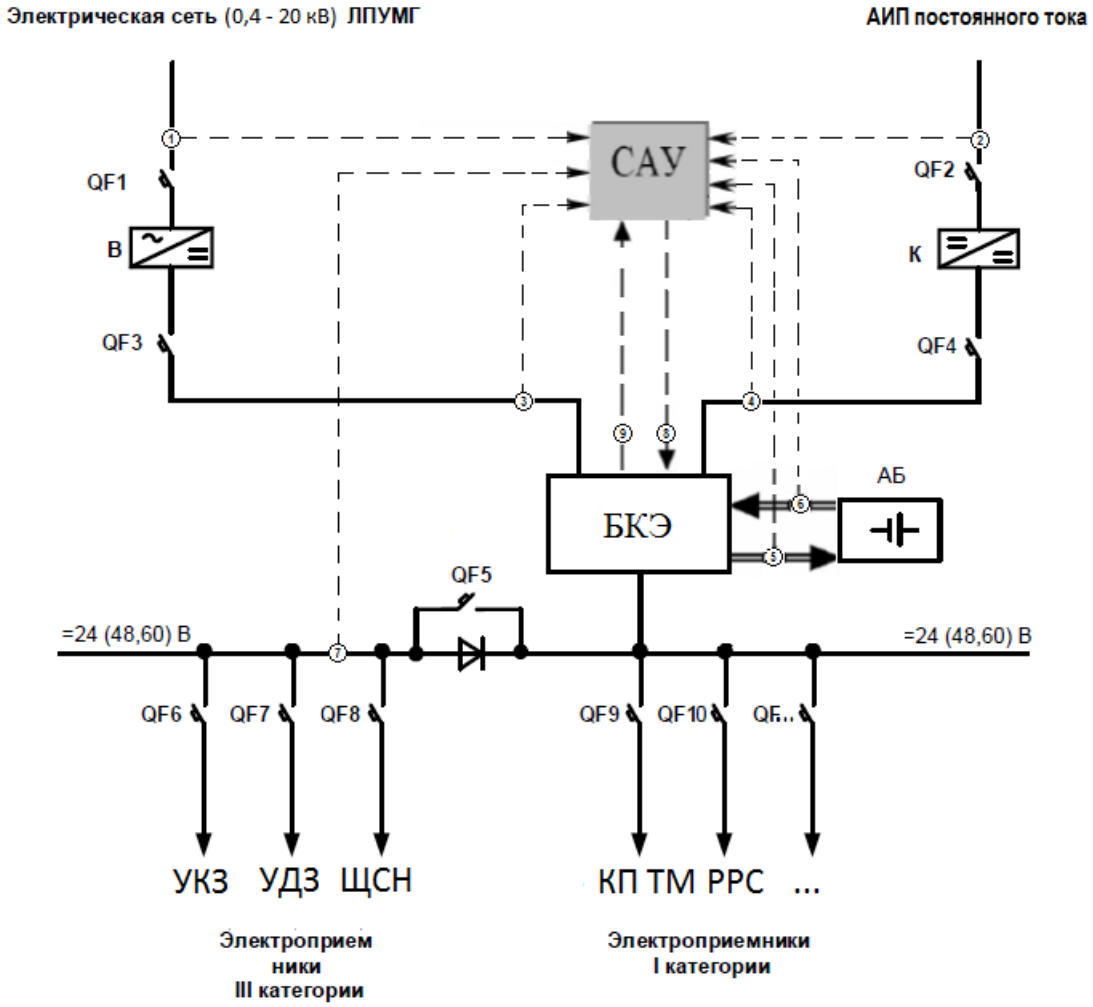
6) устройства хранения информации для формирования Журнала событий.

Данные от всех первичных устройств должны быть занесены в хронологической последовательности в Журнал событий, он позволит уточнить и проверить ту или иную информацию о состоянии системы. САУ по заранее заложенным в ПО алгоритмам, управляет БКЭ - в зависимости от показаний первичных элементов. Коммуникационный блок позволяет передать информацию о состоянии оборудования в составе БКУЭ на верхний уровень, обновлять ПО, на основе опыта эксплуатации, собранного со всех типовых БКУЭ на базе АИП постоянного тока.

Преимущества от внедрения САУ:

- снижение количества выездов бригад эксплуатирующего персонала;
- сокращение времени диагностики неисправности;
- повышение срока службы АкБ;
- снижение стоимости обслуживания электроустановки.

Исходя из описанных предложений, схема электроснабжения будет иметь представленный на рис. 3




QF – автоматический выключатель; К – конвектор; В – выпрямитель; АБ – аккумуляторные батареи; САУ – система автоматического управления; БКЭ – блок коммутации энергии; ①…⑨ - взаимодействие САУ со схемой электроснабжения.

*Рисунок 3 Принципиальная схема электроснабжения технологического объекта с АИП постоянного тока и электроприемниками постоянного тока.*

Указанные мероприятия возможны к применению как на вновь проектируемых БКУЭ так и при реконструкции ранее построенных, но только в случае применения в качестве АИП – источников электроэнергии, вырабатывающих постоянный ток. Пример такого БКУЭ приведен на фото.

*Рисунок 4 Пример БКУЭ с АИП постоянного тока.*

В статье представлены бюджетные, но эффективные способы повышения эффективности энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов. Дано предложение введения «бортового питания» БКЭУ для электроснабжения технологических потребителей и потребителей собственных нужд БКЭУ. Внедрение САУ БКУЭ для повышения эффективности электроустановки.

Описаны ограничения применения предложенной схемы. Разработана схема электроснабжения объектов с применением АИП постоянного тока.

Предложения соответствуют СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром» дополняют, актуализируют и оптимизируют схему эл.снабж в части БКУЭ с применением АИП постоянного тока.

Список литературы:

1. СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром». АО «Газпром промгаз», ООО «Газпром экспо», Москва, 2015 г.

2. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов». ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ», ДОАО «Оргэнергогаз», ООО «ВолгоУралНИПИгаз»,ООО «Газпром экспо», Москва, 2010 г.

3. Статистическая информация. Электронный ресурс. Министерство энергетики Российской Федерации. - Режим доступа свободный: http://minenergo.gov.ru/activitv/statistic. Дата обращения: 14.10.2017.

4. Толмачев В.Н., Орлов А.В., Булат В.А. Эффективное использование энергии ветра в системах автономного энергообеспечения. ВИТУ, Санкт-Петербург, 2002 г.

5. Бельский А. А. Конфигурация автономного гибридного электротехнического комплекса с использованием возобновляемых источников энергии, Современная техника и технологии, 2014 г., №5(33).

**УДК 334, 338.1, 338.2**

# НЕВЫБОРКА ГАЗА. АЛЬТЕРНАТИВЫ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ КОМПАНИЙ

Мельников А.С., Мельникова Е.А., Брагина З.В
(ООО «Газпром межрегионгаз Вологда», ООО «Центр инновационных финансовых технологий», ФГБОУВО «Костромской государственный университет»)

**Аннотация.** Статья посвящена вопросам государственно регулируемой контрактации на розничном газовом рынке. С позиции теории хозяйственного порядка рассмотрены проблемы невыборки контрактных объемов потребителями, проведена оценка рисков и негативных последствий отсутствия системы инвентаризации исполнения контрактных обязательств и обстоятельств контрактной несостоятельности. Состоявшийся анализ позволяет прогнозировать изменение рыночной конъюнктуры и роли региональных компаний по реализации газа как «агрегаторов бизнеса».

**Ключевые слова:** невыборка газа; биржевая торговля; «плоские сети»; хозяйственный порядок; бизнес-агрегатор; спотовая торговля; хаб.

Либерализация российского рынка газа открывает новые перспективы развития отрасли: это и комфортный климат для инновационных проектов, и многообещающее снижение издержек, способное «качнуть» цены в пользу потребителей. Вместе с тем, процесс либерализации проходит в условиях высокой концентрации капитала, что типично для газового рынка. Это не исключает существенных традиционных рисков как для конечного потребителя (последующий рост тарифов), так и для вертикально-интегрированных структур.

В условиях децентрализованных рынков вертикальные структуры (или «пирамиды») - это организационные динозавры. Как известно, все в этом мире имеет пределы роста (Р. Коуз [8]) и порог реакции. Крупные структуры в условиях недостаточности свободы и пространства для маневра имеют очень медленную реакцию, что определяет особенности их поведения в условиях конкурентного рынка. В то же время рынок – это система, которой свойственна беспрецедентная динамическая сложность. Безумно было бы предполагать, что какая-либо модель позволит контролировать значение всех переменных этой системы, хотя попытки (и довольно удачные) описаны в литературе (например, теория игр).

Широчайший диапазон сигналов конкурентного рынка требует, по меньшей мере, соответствующего диапазона для их восприятия и дальнейшей интерпретации. Иногда чтобы спасти положение необходимо пересмотреть традиционную логику и начать «выворачивать руль» в сторону «заноса». Для вертикально-интегрированных структур это означает разукрупнение корпоративных иерархий и их превращение в «плоские» сети, не просто адекватные, но подобные рыночным структурам. Но что же должно стать отправной точкой для анализа сложных динамических систем рынка, если детальное рассмотрение составляющих элементов этой системы бессильно? Какие задачи должен решать механизм, учитывающий принципы и закономерности в динамике? Чтобы понять, в чем суть вещей и каков их порядок, наше восприятие подсказывает дробить их на части – но иногда полезней воссоздавать целое из частей. Ведь, разделив систему надвое, мы не получим две поменьше: мы покалечим действующую. По всей видимости, объектом исследования должен стать процесс работы рынка, как динамической системы. Таким образом мы сможем установить предметную сферу процесса организации и управления, определить состав эффективных ведущих и сопутствующих управленческих действий.

Процесс реализации газа – это система, которой свойственна как детальная (мозаичная) сложность, так и сложность динамическая. Она пронизана своеобразной «паутиной» множественных связей, и потому отличается большей стабильностью. В свою очередь, подобной стабильности пропорционально высокое сопротивлением переменам. Вместе с тем, нам известно, что любая система содержит задержку во времени, определяющуюся ее самым медленным звеном. Эта закономерность объясняет обманчивый системный рост даже во время «затухания» внешних благоприятных условий. Широко известен, но в критических ситуациях зачастую не востребован, принцип отказа от ретроспективных данных в нелинейном прогнозировании. Ведь никому не приходит в голову управлять машиной, глядя в зеркало заднего вида - почему же мы так смело используем ретроспективные данные в управлении организацией? Газпром сегодня стоит перед необходимостью осваивания нового конкурентного рынка. Ему необходимо осмыслить завтрашнюю стратегию поведения на конкурентном рынке даже не сегодня, а вчера! Новый рынок проще освоить, пока старый еще обеспечивает успех, и конкурентные преимущества не утратили актуальности. Понимание конкурентных преимуществ соперника – это тоже своеобразное конкурентное преимущество.

«Независимые» производители на внутреннем рынке имеют неоспоримое конкурентное преимущество в области как ценовых, так и неценовых факторов. В числе ценовых факторов стоит отметить:

- отсутствие ограничений по цене реализации газа,
- возможность предоставлять потребителям скидки к регулируемой цене;
- отсутствие пересчета на калорийность.

Неценовые факторы:

- более низкие затраты на транспортировку ввиду меньших расстояний транспортировки газа;
- более низкая налоговая нагрузка — уровень ставки налога на добычу полезных ископаемых для «независимых» организаций в 1,5 раза ниже ставки для ОАО «Газпром»;
- приоритетный доступ к ГТС ОАО «Газпром» поставщиков отбензиненного сухого газа, получаемого в результате переработки ПНГ.

Комплекс законодательных мер обеспечил более благоприятные условия ведения бизнеса для «независимых» производителей. При этом «независимые» производители, практически, не осуществляют поставки газа для нужд населения, в то время как Газпром имеет социальные обязательства и выполняет функции гарантирующего поставщика газа населению [1]. Единственная возможность конкуренции для Газпрома и «независимых» производителей на паритетных началах - это биржевые торги. Законодательно определённый институт биржевой торговли являет собой яркий пример *обеспечения* условий справедливой конкуренции государством. Определение форм и границ вмешательства в экономику, ориентированную на свободный, но, в то же время, организованный рынок, описывает теория хозяйственного (экономического) порядка (её ордолиберальное направление). Государственно поддерживаемый конкурентный хозяйственный порядок рынка – это ключевой инструмент повышения прозрачности товарооборота и ценообразования на рынке газа.

Теория хозяйственного порядка рассматривает все хозяйственные процессы, протекающие в организации, с точки зрения двух моделей хозяйствования – государственно-регулируемой и рыночной. Применительно к рынку сетевого газа этот подход реализуется следующим образом (см. табл.1)

Табл. 1.

Типы хозяйственного порядка газового рынка

| Рыночные агенты (акторы) | Монопольный рынок (государственно-регулируемый) | Конкурентный розничный рынок |
|---|---|---|
| Производители газа | Конкуренция отсутствует | Конкуренция |
| Компании, реализующие газ конечным потребителям | Конкуренция отсутствует | Конкуренция |
| Конечные потребители – «промышленность» | Выбор отсутствует | Возможность выбора |
| Конечные потребители – «население» | Выбор отсутствует | Возможность выбора |

Либерализация внутреннего рынка приводит к изменению условий хозяйствования. С течением времени градус конкурентных взаимоотношений нарастает. Сегодня мы имеем возможность наблюдать ситуацию перехода – рыночной трансформации «downstream» в области реализации сетевого газа на розничном сегменте промышленных потребителей.

Дееспособность ценовой системы, функционирующей в рамках биржевой торговли, дополняется парным, с точки зрения ордолиберализма, принципом свободы договоров [4]. Фактические проявления типов хозяйствования представлены в таблице 2.

Табл. 2.

Государственное регулирование и биржевая торговля: сущностные проявления хозяйственных порядков

| Хозяйственные процессы как частные проявления типа хозяйствования | Типы основного хозяйственного порядка | |
|---|---|---|
| | Государственно-регулируемый рынок | Конкурентный рынок |
| 1. порядок хозяйственных отношений | договор поставки заключается с каждым обратившимся ( при наличии технической возможности) | свободный выбор контрагентов |
| 2. порядок ценообразования | регулируемое цено- и тарифообразование | не регулируется государством |

Как видно из таблицы, в государственно-регулируемом секторе свобода выбора в ключевых хозяйственных процессах для ПАО "Газпром" отсутствует, в то время как "независимые" производители газа не обременены социальной ответственностью как в зоне биржевых торгов, так и при прямом заключении договора с единственным поставщиком (в терминологии законодательства «О закупочной деятельности» [7]). При этом представляется целесообразным пересмотреть приоритетность принципов (хозяйственных процессов или порядков – в терминологии ордолиберализма) с рыночной позиции. Поскольку газ является социально значимым ресурсом, в обеспечении которым производитель не в праве отказать потребителю, социальная, или потребительская, ориентация сетевого газа предопределяет приоритет порядка контрактации над порядком ценообразования. В силу изложенного, порядок договорных отношении заслуживает особого внимания.

Новая хозяйственно-рыночная среда характеризуется постепенным смещением потребительского акцента с долгосрочных контрактных отношений и вступлением в

права спотовых биржевых сделок. Сопоставляя ключевые хозяйственные операции между собой, теория хозяйственного порядка выявляет конфликтные точки и дает возможности решения специфичных проблем хозяйственных отношений в сфере, прежде всего, розничной (“downstream”) контрактации.

С течением времени меняется состав и численность промышленных потребителей сетевого газа: «ключевые» потребители проходят трансформацию, целевая аудитория также подвижна. Эту мобильную категорию вполне справедливо обозначать как «рыночные агенты (акторы)» (см. таблица 1), но, вместе с тем, сегодняшняя рыночная динамика определяет недостаточность этого определения. В интересах нашего исследования и с позиции продавца-производителя ключевые фигуры на рынке потребления более точно можно определять как **«агрегаторы спроса»,** поскольку именно их потребности и уровень организационно-экономического развития в значительной степени определяют требования к организационно-управленческим характеристикам логистической системы производителя – поставщика.

В контексте развивающегося спотового рынка сетевого газа с тенденцией проведения закупок «в один приём»[1] сложно однозначно полно определить роль производителей газа, как рыночных акторов. Мы полагаем, что не ошибемся, обозначив эту группу лиц как «**бизнес-агрегаторы**».

Относительно двух типов хозяйствования изменение рыночных условий означает изменение ролей агрегаторов в условиях динамики спроса. Ключевые оценочные параметры в динамике условий представлены в таблице 3.

Табл. 3.

Изменение рыночных условий

| Оценочные параметры | Монополия – государственное планирование и долгосрочные контракты | Конкурентный рынок – сокращение «долгих» контрактов |
|---|---|---|
| Спрос | Быстро растущий | Снижение/медленный прирост |
| Агрегаторы спроса | Агрегаторы спроса-конечные потребители.<br>Конечный потребитель лишен возможности выбора | Агрегаторы спроса- конечные потребители И посредники.<br>Потребители получили возможность выбирать поставщиков и лучшие условия поставки |
| Бизнес-агрегаторы | Крупные региональные монополисты.<br>Обеспечены долгосрочным гарантированным рынком сбыта | Лишены монопольных прав на рынке.<br>В большинстве случаев имеют только краткосрочные гарантии спроса |
| Спотовая торговля | Не развита.<br>«Затратное» ценообразование | Получает развитие в контрактном ценообразовании на газ |

На фоне замедления роста спроса или его снижения региональные поставщики газа – дочерние предприятия ПАО «Газпром» лишаются монопольных прав на рынки, их вытесняют «независимые» поставщики. На рынок выходят посредники – перепродавцы (они же – агрегаторы спроса). Их роль по консолидации спроса сложно переоценить, поскольку биржевой рынок дает возможность посреднику реализовать себя не только

[1] **Агрега́тор** — электронная торговая площадка, обеспечивающая проведение закупок «в один приём». Агрегатор рационализирует снабжение благодаря использованию большого числа каталогов, ориентированных по группам покупателей. Модель агрегатора поддерживает процесс закупок вплоть до заключения договоров поставки с различными продавцами и обеспечивает покупателя информацией о состоянии поставки [3]).

как сегодняшнего агрегатора спроса, но и как бизнес-агрегатора в ближайшей обозримой перспективе.

Круг «агрегаторов спроса» известен давно. Почему они отказываются от долгосрочных контрактов с Газпромом? В чем их интересы и потребности? И почему эти вопросы не обсуждаются? Представляется, что глубина противоречий гораздо многомерней, чем очевидное противостояние продавцов и покупателей: смена эпох контрактации отражает смену рыночной парадигмы. Традиционная система контрактных отношений устарела и не отвечает потребностям времени. «Агрегаторы спроса» стремятся к индивидуализации контрактов (максимальном учете особенностей их бизнеса), органы государственного регулирования – к их унификации (достижению равных условий). «Агрегаторы спроса» заключают долгосрочные контракты с конкурентами Газпрома не потому, что им не нужен газпромовский газ, а потому, что ищут более гибкие контрактные условия. «Независимые» производители сохраняют проактивную позицию, выступая инициаторами новых адаптивных условий контрактации, которые принимаются рынком как долгосрочный механизм торговли и ценообразования.

Очевидно, что в условиях либерализации менталитет монополиста проигрывает менталитету «бизнес-агрегатора». Теория эволюции не оставляет исключений в силу естественного отбора: съесть самому или быть съеденным- мало походит на «быть или не быть», но дает понимание жизненно необходимых принципов в сфере конкуренции на «плоском» рынке. В этом контексте *продуманный контракт выступает в качестве основного конкурентного преимущества «бизнес-агрегатора».* Изложенное приводит нас к выводу о необходимости производить **систематическую инвентаризацию контрактных обязательств и обстоятельств контрактной несостоятельности** – она жизненно важна, подобно технологической необходимости обслуживания газопроводов. Это оценочная характеристика, которая описывает эффективность деятельности региональной компании по реализации газа как рыночного субъекта, эффективно адаптирующегося к рыночной ситуации.

В этих целях обратимся к анализу “downstream”- контрактов. В категориях хозяйственного порядка рынка, как хозяйственного механизма, обеспечивающего дееспособность хозяйственных структур (или экономических субъектов), рассмотрим реально-типические проявления порядка хозяйственных отношений, опосредованных договорами поставки, в регулируемом и свободном секторах газового рынка.

Основные положения договора поставки газа по регулируемым ценам определены Постановлением Правительства РФ от 5 февраля 1998 г. N 162 "Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации» (далее- Правилами поставки [6]). Порядок исполнения договора в части отбора объемов сетевого газа является существенным условием договора поставки. Сравнительный анализ договорных условий приведен в таблице 4.

Табл. 4.

Сравнение договорных условий поставки газа по регулируемым ценам и приобретенного на биржевых торгах

| Реализация сетевого газа, добываемого ПАО «Газпром» по прямым договорам | Реализация сетевого газа на бирже |
|---|---|
| **П. 13.** Поставщик обязан поставлять, а покупатель получать (отбирать) газ равномерно в течение месяца в пределах установленной договором среднесуточной нормы поставки газа, а при необходимости - по согласованному между | Это правило не применяется в отношении договоров поставки газа, заключенных на организованных торгах. |

| | |
|---|---|
| сторонами (включая владельцев газотранспортной системы) диспетчерскому графику.<br>В договоре поставки газа, должны быть определены минимальные и максимальные суточные объемы поставки газа.<br>При этом минимальный суточный объем поставки газа не должен быть более чем на 20 процентов ниже, а максимальный суточный объем поставки газа не должен быть более чем на 10 процентов выше среднесуточной нормы поставки газа. | |
| **П. 16.** При невыборке газа покупателями, потребляющими до 10000 тыс. куб. метров газа в год, в соответствии с заключенными договорами поставки газа объем невыбранного газа не оплачивается и санкции за невыборку газа не предусматриваются. | Иное правило в отношении покупателя за невыборку газа по договорам поставки газа, заключенным на организованных торгах, может быть установлено в указанных договорах. |
| **П.17.** При перерасходе газа без предварительного согласования с поставщиком, газотранспортной или газораспределительной организацией покупатель оплачивает дополнительно объем отобранного им газа сверх установленного договором и стоимость его транспортировки за каждые сутки с применением коэффициента:<br>с 15 апреля по 15 сентября - 1,1;<br>с 16 сентября по 14 апреля - 1,5.<br>Это правило не применяется к объемам газа, израсходованным населением и коммунально-бытовыми потребителями. | Иное правило в отношении покупателя за перерасход газа по договорам поставки газа, заключенным на организованных торгах, может быть установлено в указанных договорах. |

П. 17 Правил поставки возлагает обязанность по своевременному предоставлению поставщику документального подтверждения предусмотренных настоящим пунктом оснований для неприменения коэффициентов к стоимости соответствующих объемов газа и его транспортировки на покупателя. В то же время, мера ответственности за невыборку газа сверх 80% Правилами поставки законодательно не предусмотрена.

**Официально невыборкой газа** признается отбор потребителем газа в объеме менее суточной нормы поставки газа в случае, если обеспечиваемое поставщиком давление газа в месте его передачи давало возможность потребителю газа отобрать газ в установленном договором объеме [2,6].

Относительно газа, приобретенного на организованных торгах, действуют Правила проведения организованных торгов (далее – Правила торгов), например - в Секции «Газ природный» акционерного общества «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» [5]. В частности, Правилами торгов предусмотрена предоплата контрактуемых объемов газа и стоимости его транспортировки в полном объеме[2]. С

[2] 05.02. Покупатель должен осуществить оплату за Товар на основании Выписки из реестра договоров, полученной от АО «СПбМТСБ» Покупателем по итогам биржевых торгов по Инструменту\группе Инструментов и\или за торговый день в соответствии с Правилами торгов. Датой оплаты считается дата поступления денежных средств в полном объёме, определённом Выпиской из реестра договоров, с расчётного счёта Клиринговой организации на расчётный счёт Поставщика, если иное не предусмотрено поручением Поставщика в Клиринговую организацию, предоставленным согласно требованиям Правил клиринга.

07.01.1. В случае признания Клиринговой организацией несостоятельности Покупателя по Договору, в том числе в случае нарушения обязательств по предварительной оплате 100% стоимости газа по Договору и/или обязательств по предоставлению Транспортного обеспечения путем перечисления на клиринговый счет Клиринговой организации, в

одной стороны, условие «бери-или-плати» дисциплинирует покупателя, с другой – защищает продавца газа от любых коммерческих рисков неравномерной выборки газа.

В свою очередь, Газпром вынужденно застрахован от рисков неравномерности финансовыми санкциями, которые не имеет права не применять. В то же время, закрепив нижнюю допустимую границу суточного объема отбора, законодатель не предусмотрел меру ответственности за нарушение этого требования. Поскольку эта мера дисциплинарного воздействия носит согласовательный характер, а риск нарушения со стороны покупателя газа достаточно высок, попытки включения в условия договоров штрафов за недобор терпят фиаско на этапе первичного согласования.

Таким образом, региональная компания по реализации газа, реализующая газ по регулируемым ценам, вынужденно несет альтернативные потери от безнаказанной невыборки законтрактованных объемов. Так, н**едополученная с связи с невыборкой выручка от ПССУ 2017 г. может составляет 20% от фактического дохода региональной компании по реализации газа (платы за снабженческо-сбытовые услуги. Далее- ПССУ) по промышленным потребителям за этот же год (см. таблица 5).**

Табл. 5.

Недополученная выручка (альтернативные потери) от реализации газа ПАО «Газпром» (*на примере одной из ЦО РФ)*

| ПЕРИОД | ОБЪЕМ НЕВЫБОРКИ, ТЫС. М КУБ. | ПОТЕРИ ОТ НЕВЫБОРКИ, МЛН. РУБ. | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ОПТОВАЯ цена | ПССУ | ТРАНСПОРТИ-РОВКА | **ИТОГО** |
| 2017 | 646 276,207 | 2 593,51 | 53,45 | 123,37 | 2 770,33 |
| 2016 | 381 124,398 | 1 499,34 | 31,40 | 72,26 | 1 603,01 |
| 2015 | 726 152,701 | 2 769,47 | 57,37 | 129,55 | 2 956,39 |
| 2014 | 608 750,319 | 2 228,03 | 46,14 | 106,04 | 2 380,21 |
| 2013 | 515 694,740 | 1 771,36 | 36,30 | 83,08 | 1 890,74 |
| **2013-2017** | **2 877 998,37** | **10 861,71** | **224,67** | **514,30** | **11 600,68** |

Очевидно, что существенность убытков не позволяет им сохранять статус «альтернативных потерь» в управленческом учете. Последствия и риски с ними связанные выходят далеко за рамки бухгалтерской отчетности и не могут долее оставаться неоцененными.

Как говорится, лучше с малым количеством данных описать ситуацию, чем, запутавшись в подробностях, не объяснить её вовсе. Последующие два рисунка наиболее полно иллюстрируют ситуацию.

соответствии с Правилами клиринга с Покупателя взимается неустойка в размере и порядке, предусмотренных Правилами клиринга.

Рисунок 1.

Динамка невыборки 2013-2017 гг.

Рисунок 2.

Объемы фактической реализации газа потребителям 2013-2017 гг.

Из рисунков видно, что динамика объемов невыбоки газа потребителями не связана с фактическим количеством газа. Причина кроется в специфике планирования контрактных объемов.

Диспропорция порядка контрактных отношений в регулируемом и «независимом» секторах представляет угрозу хозяйственному порядку региональных компаний по реализации газа, проявляющуюся в недополучении прибыли (или получении прямых убытков) от реализации, что в условиях кризиса может губительно сказаться на ее финансовом состоянии вплоть до банкротства.

**Вывод: в случае отсутствия возможности выведения невыборки в качестве оплачиваемого выпадающего дохода, необходимо планово закладывать источник ее компенсации (например – в качестве дохода региональной компании от реализации газа на электронной торговой площадке).**

Вместе с тем, реализация природного газа третьими лицами не отменяет необходимости учета объемов его транспортировки и реализации региональными компаниями. Таким образом, региональная компания вынужденно является безмолвным участником каждой совершенной на бирже сделки, производя учет сетевого газа, в том числе и в интересах покупателя-продавца, не предъявляя счета на агентское вознаграждение. Вместе с тем, именно региональная компания, в силу сложившейся технической возможности и особенности процесса реализации сетевого газа, выступает

единственной непредвзятой стороной в отношениях «поставщик-покупатель биржевого газа» в вопросах оценки справедливости равномерного отбора.

**Вывод: представляется обоснованным перспективное развитие деятельности по учету газа для сторонних лиц в целях дополнительных источников самофинансирования деятельности региональных компаний.**

Иными словами, *расширение видов деятельности обеспечивает структурную адаптацию.* Сфера затребованных рыночной ситуацией компетенций находит реализацию в форме сетевого узла - концентратора, объединяющего коммерческие маршруты и торговые пространства. Этот центр, как вибрирующая точка роста, обрастающая сетевой инфраструктурой, привлекает как генераторов спроса, так и генераторов предложения.

Сфера полномочий этого центра предусматривает *наличие виртуальной платформы, обеспечивающей деловые коммуникации, перемещение и распределение ресурсов, полезной информации.* В сегодняшнем мире это называют «хабом». И есть все основания полагать, что региональные компании по реализации газа не останутся безучастными к этим переменам…

**Бессмысленно пытаться меняться, идя в ногу со временем, - необходимо опережать время, или оно будет диктовать перемены.**

**Список источников**


1. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2014 год // URL: http://www.gazprom.ru/f/posts/05/298369/gazprom-annual-report-2014-ru.pdf (дата обращения: 29.12.2017)
2. ГОСТ Р 53865-2010. Системы газораспределительные. Термины и определения // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 29.12.2017)
3. Кафедра электронной коммерции ПГУТИ // URL: http://elcom.psuti.ru/content/dictionary/detail.php?ID=382&term=%D0%90%D0%B3%D1%80%D0%B5%D0%B3%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80.htm (дата обращения: 10.01.2018)
4. Ойкен В. Основные принципы экономической политики. М.: Прогресс, 1995.- 496 с.
5. Официальный сайт АО «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа». Раздел «Документы». Правила проведения организованных торгов в секции «Газ природный» Акционерного общества «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» // URL: http://spimex.com/upload/iblock/6d7/6d760c1608b05f83fff2cf2f2b1e4a10.pdf (дата обращения: 25.12.2017)
6. Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 года N 162 "Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации"// СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 29.12.2017)
7. Федеральный закон от 18.07.2011 N 223-ФЗ (ред. от 31.12.2017) "О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц"» // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 29.12.2017)
8. Coase, R.H. The Firm, The Market And The Law / R.H. Coase // The University Of Chicago Press.- 1988.- 226 p.

# О ВОЗМОЖНОСТИ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ФАКТА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ КОРПОРАТИВНЫМИ АКТАМИ ФИКСАЦИИ

Назаров И.Д.
(АО «Газпром газораспределение Иваново»)

Аннотация: В статье рассматривается вопрос, могут ли специализированные организации, являющиеся исполнителем по договору о техническом обслуживании и ремонте внутриквартирного и внутридомового газового оборудования, подтверждать выполнение работ (оказание услуг) не только актами сдачи-приемки выполненных работ, но и другими документами. Эмпирический материал, подтверждающий выводы автора, представлен ссылками на действующее законодательство РФ и судебную практику.

Ключевые слова: внутриквартирное газовое оборудование, внутридомовое газовое оборудование, факт выполнения (оказания) работ (услуг), акт сдачи-приемки выполненных работ.

Доктрина правовой системы России, как, впрочем, и других стран, входящих в континентальную (романо-германскую) правовую семью, не признает в качестве источника права решение судебного или административного органа по конкретному делу – прецедент. Тем не менее современные реалии позволяют говорить о постепенном изменении профессионального юридического правосознания: все большую роль приобретает судебная практика. Юридическая техника и правовые конструкции, закрепленные в судебном акте по одному делу, способствуют успешному и более оперативному рассмотрению и разрешению другого. Подобный подход соответствует одновременно двум принципам, на которых строится любая система правосудия: принципу процессуальной экономии (скорейшее и всестороннее рассмотрение и разрешение дела) и принципу единства судебной системы (аналогичное применение норм международного и внутригосударственного права при рассмотрении различных видов дел)[3]. Эта тенденция отмечается и в Российской Федерации.

При решении вопросов, возникающих в сфере газораспределения, особую актуальность судебный прецедент приобрел в области технического обслуживания и ремонта внутридомового газового оборудования. Существенное изменение нормативно-правовой базы, недостатки юридической техники и отсутствие ведомственного толкования регулирующих данную сферу правовых норм приводит к ошибкам, а иногда и к прямым злоупотреблениям со стороны контрагентов. Единственно

[3] См., например, Федеральный конституционный закон от 31 декабря 1996 года №1-ФКЗ «О судебной системе Российской Федерации»

возможный в данном случае вариант разрешения сложившегося спора – судебное толкование правоотношений между сторонами.

Один из актуальных вопросов – подтверждение факта выполнения работ (оказания услуг) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.

Основанием для бухгалтерской операции по закрытию сделки являются первичные документы, в которых надлежащим образом подтвержден (задокументирован, зафиксирован) факт выполнения работ. Некоторые контрагенты для получения причитающихся им денежных средств сразу готовят соответствующие документы – еще до выполнения всех возложенных на них договором обязательств. Однако нередко возникают ситуации, когда добросовестно исполнившая свои обязательства сторона не может подтвердить факт их исполнения. Причины в данном случае могут быть разными – начиная с халатного отношения к заполнению соответствующих подтверждающих документов заканчивая наличием злого умысла контрагента (не платить денежные средства, оттянуть срок оплаты и т.д.).

Согласно ч. 3 ст. 1 ГК РФ, при установлении, осуществлении и защите гражданских прав и при исполнении гражданских обязанностей участники гражданских правоотношений должны действовать добросовестно. В частности, никто не вправе извлекать преимущество из своего незаконного или недобросовестного поведения (ч. 4 ст. 1 ГК РФ).

Очевидно, что ситуация, при которой контрагент сознательно и безосновательно не подписывает подтверждающие конкретный факт документы, не только не соответствует основам гражданского законодательства РФ, но и нарушает общепринятые нормы морали.

Нормативной базой, регулирующей вопросы составления и порядка подписания актов сдачи-приемки выполненных работ (актов выполненных работ), подтверждающих факт проведения технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, являются пп. 55 и 56 Правил пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, (утверждены Постановлением Правительства РФ от 14 мая 2013 года №410, далее – Правила).

Указанные пункты составлены весьма тщательно, поскольку не только содержат обязательный перечень реквизитов и порядок подписания актов, но и предусматривают урегулирование проблемы в случае отказа от их подписания одной из сторон. Наличие такого набора правовых инструментов, казалось бы, способно решить любые осложнения, связанные с подтверждением факта выполнения работ. Однако на практике это происходит не всегда. Могут возникнуть следующие вопросы:

– Какое количество актов выполненных работ можно подписывать за период действия договора? Правомерно ли подписание только одного акта или в случае перехода дома от одной управляющей компании к другой можно подписать акты с обеими компаниями по факту оплаченных ими денежных средств?

– Считаются ли подтвержденными выполненные работы (оказанные услуги) в случае несоблюдения правил заполнения акта выполненных работ (отсутствие указания на место, дату и время заполнения)?

– Каким образом можно доказать контролирующим органам (прокуратура, федеральная налоговая и антимонопольная службы и т.д.) факт добросовестного исполнения своих обязанностей по договору в случае предоставления в рамках проверки односторонне подписанного акта выполненных работ?

– Является ли акт единственным подтверждением факта выполнения работ (оказания услуг)?

Ответы можно и нужно искать в судебной практике.

Хотя вопросов много, ответ на последний из них помогает решить и все предыдущие. Итак, является ли акт единственным подтверждением факта выполнения работ (оказания услуг) или нет? Современная судебная практика предлагает рассуждать следующим образом.

Согласно ст. 309, 310 ГК РФ, обязательства должны исполняться надлежащим образом в соответствии с их условиями и требованиями закона, иных правовых актов, а при отсутствии таких условий и требований – в соответствии с обычаями делового оборота или иными традиционно предъявляемыми требованиями. Односторонний отказ от исполнения обязательства и одностороннее изменение его условий не допускаются, за исключением случаев, предусмотренных законом.

Заключенный между сторонами договор на техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования многоквартирного жилого дома регулируется ст. 779-783 ГК РФ. Согласно ст. 779 ГК РФ, по договору возмездного оказания услуг исполнитель обязуется по заданию заказчика оказать услуги (совершить определенные действия или осуществить определенную деятельность), а заказчик обязуется оплатить эти услуги. В соответствии с п. 1 ст. 781 ГК РФ, заказчик обязан оплатить оказанные ему услуги в сроки и в порядке, которые указаны в договоре возмездного оказания услуг. Из положений ст. 779 ГК РФ следует, что исполнитель может считаться надлежаще исполнившим свои обязательства при совершении указанных в договоре действий (осуществлении деятельности).

Таким образом, в силу заключенного договора и положений действующего законодательства РФ, для признания права стороны на получение денежных средств за выполненные работы необходимо доказать наличие следующих юридических фактов:

– правоотношений между сторонами, вытекающих из договора на оказание услуг

– факта оказания услуг

Согласно ч. 1 ст. 64, ст. 71 и ст. 168 АПК РФ, суд устанавливает наличие или отсутствие обстоятельств, обосновывающих требования и возражения лиц, участвующих в деле, а также иные обстоятельства, имеющие значение для правильного рассмотрения дела, на основании представленных доказательств. Каждое лицо, участвующее в деле, должно доказывать те обстоятельства, на которые оно ссылается как на основание своих требований и возражений (ч. 1 ст. 65 АПК РФ).

Факт заключения договора обычно не оспаривается, чего не скажешь о факте оказания услуг. В случае отсутствия подписанного с обеих сторон акта выполненных работ попытаться решить эту проблему можно, указав на имеющиеся внутрикорпоративные документы.

Действительно, вряд ли существует какая-нибудь газораспределительная организация, в которой работы, выполняемые ее сотрудниками, не фиксируются во внутренних документах. В отношении услуг по техническому обслуживанию и ремонту газоиспользующего оборудования подобными документами могут выступать: журналы регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ и на техническое обслуживание; акты-наряды на выполнение технического обслуживания; акты технического обслуживания; журналы обхода трасс газопроводов и т.д. Подобные документы прямо или косвенно подтверждают выполнение работ (оказание услуг). Важно понимать, что доказательство несет в себе сведения о фактическом обстоятельстве, то есть о факте, наличие или отсутствие которого должен установить суд. Кроме того, нужно иметь в виду, что на заказчике также лежит бремя доказывания своих требований (то есть отсутствия факта выполнения работ). И если заказчик не представит необходимых относимых, достоверных, допустимых и достаточных доказательств, суд откажет в удовлетворении заявленных им требований[4].

Следует отметить, что указанные выше документы должны быть составлены наиболее корректно с обязательным заполнением всех содержащихся в нем реквизитов. Это нужно для точной идентификации судом адресной части, в рамках которой проводилось техническое обслуживание и ремонтные работы, а также самого перечня работ, выполненных во время осуществления технического обслуживания газоиспользующего оборудования. Некорректно составленные документы могут усложнить процесс и привести к неблагоприятным для газораспределительной компании последствиям.

[4] Данная позиция подтверждается Постановлением Второго арбитражного апелляционного суда от 12 ноября 2014 года по делу №А29-7061/2013, которое было оставлено без изменений Постановлением Арбитражного суда Волго-Вятского округа от 4 марта 2015 года

Применение подобного способа решения спорных ситуаций с контрагентом возможно не только на уровне судебной инстанции, но и в рамках претензионной работы. Чрезвычайно важно осознавать, что решение проблемы непосредственно во время переговоров не только способствует скорейшему достижению взаимовыгодного результата, но и создает доверительную атмосферу между сторонами, что благоприятно влияет на разрешение потенциальных вопросов в будущем.

Основные выводы, полученные в результате анализа законодательства и судебной практики, таковы:

1. Акт сдачи-приемки выполненных работ не является единственным документом, подтверждающим факт выполнения работ (оказания услуг) по техническому обслуживанию и ремонту газоиспользующего оборудования
2. Указанный факт можно подтвердить также следующими документами: журналами регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ и на техническое обслуживание; актами-нарядами на выполнение технического обслуживания; актами технического обслуживания; журналами обхода трасс газопроводов и т.д.
3. Данные документы должны составляться сотрудниками специализированной организации надлежащим образом, с заполнением всех указанных в нем реквизитов
4. Прежде чем обращаться за защитой своих интересов в судебные органы, следует провести претензионную работу и попытаться разрешить сложившуюся ситуацию путем переговоров, указав на возможность взыскания не только суммы задолженности, но и судебных расходов.

# ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ОБРАБОТКИ ФЕНОЛСОДЕРЖАЩИХ СРЕД

Ольховикова Н.Ю., Остах С.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

**Аннотация:** В статье описана проблема обнаружения, контроля миграции, локализации и обработки загрязнений фенолсодержащими средами. Миграция фенольных загрязнений в почвах и водах является очень опасным явлением, которое может привести к непредсказуемым последствиям. Приведен алгоритм действия информационно-аналитической системы контроля миграции, локализации и обработки фенолсодержащих сред. Перечислены её основные функциональные блоки, описан принцип выбора наиболее эффективных технологий с указанием основных групп критериев. Приведена классификация технологий локализации и ликвидации фенолсодержащих загрязнений.

**Ключевые слова:** загрязнение фенолом, информационно-аналитическая система, контроль локализации, окружающая среда, миграция загрязнения, прогнозирование.

## Введение

Загрязнения фенолом, его производными, а также нефтепродуктами чрезвычайно опасны для окружающей среды и человека. За счет специфических свойств данные соединения могут загрязнять почву, воду и воздух, а также непосредственно влиять на животных и человека. Особое внимание стоит уделять загрязнениям геологических слоев и почв. Это связано с тем, что из данных сред возможна дальнейшая миграция вредных веществ, что может привести к вторичному загрязнению и увеличению площади загрязнения. В настоящее время проблема обнаружения, локализации и ликвидации загрязнений фенолсодержащими средами очень актуальна и требует новых организационных и технологических решений [1].

Масштабное и продолжительное загрязнение окружающей среды фенолом и его производными, которое возникает в результате аварийных ситуаций, халатности персонала на предприятиях, недостаточной проработки систем обращения с отходами производства, а также при штатных производственных процессах [2] обусловливает необходимость анализа фактических и потенциальных рисков, а также оценки социально-экономических и экологических ущербов.

Для этих целей наиболее рационально использовать информационно-аналитические системы. Они включают в себя большое количество функций и могут использоваться на всех этапах работы на конкретном объекте. Такая система может выступать в качестве инструмента для управления различного рода процессами, как общеорганизационными и

подготовительными, так и технологическими. Особую роль система будет играть при мониторинге отдельных участков, а также при автоматизации процессов, а также она будет способна принимать различного рода решения. Такая информационно-аналитическая система с расширенными функциональными способностями должна стать удобным, простым в использовании и многоцелевым инструментом.

В настоящее время имеются достаточные предпосылки для внедрения информативных прямых и косвенных методов идентификации фенолсодержащих сред в сочетании с картированием и ситуационным моделированием загрязнения почвенных объектов.

С учетом уровня развитости новых информационных и коммуникационных технологий, возможно создание и развитие для целей идентификации фенолсодержащих средств мониторинга, предусматривающего использование определенного набора адаптивных технических средств контроля в составе информационно-аналитического комплекса.

## 1. Концепция информационно-аналитической системы

Развиваемая система взглядов предусматривает применение системно-динамического подхода к сбору и обработке данных и использование нескольких самостоятельных программных средств информационно-аналитической системы в последовательном и параллельных форматах.

Результатами работы информационно-аналитической системы контроля миграции, локализации и ликвидации фенолсодержащих сред является карта загрязнения, показывающая современное состояние исследуемого объекта или территории.

Сбор и обработка данных от различных подсистем наблюдений является одним из основных этапов функционирования системы [3]. В зависимости от поставленных задач перечень подключаемых подсистем, данные из которых должны отправляться в единую базу данных цифровой и картографической семантической информации, систематизироваться и вторично обрабатываться в интеграционном сегменте геоинформационной системы (далее - ГИС), может варьироваться. В общем виде каждая из подсистем наблюдений представляет собой определенный вид мониторинга или инженерных изысканий и располагается в специализированных модулях.

Обработка информации от каждой подсистемы проводится информационно-аналитическим комплексом с использованием специализированных методик, отдельных программных решений и аппаратных средств ГИС-систем. Конечный результат работы такой системы заключается в получении информационно-аналитического отчета с помощью модулей доступа к базам данных, где описаны все проведенные

исследования, даны результаты и их интерпретация, а также дана оценка загрязнения окружающей среды. Этот этап является начальной стадией восстановительных работ. Также в отчете формируются предложения по поддержанию современного состояния или по ликвидации экологического ущерба.

При запросе дополнительных данных в модуле обработки запросов через Web-сервер возможно использование системой различных типов моделирования для представления прогноза дальнейшей миграции загрязнения. Это делается из тех соображений, что виды загрязнения грунтов очень разнообразны, и не существует одной модели, которая могла бы описать каждый отдельный вид. При использовании различного программного обеспечения возможно выполнение полного комплекса расчетов, включающего в себя, помимо расчета непосредственно миграционных потоков, площади и глубины загрязнения, также время распространения загрязнения, сумму экологического ущерба, составление и печать картографических материалов и другие характеристики, определяемые исходя из потребностей пользователя. В результате работы системы также могут быть разработаны и адаптированы инженерно-защитные мероприятия по недопущению и устранению предпосылок для возникновения чрезвычайных экологических ситуаций, реабилитации обследованных территорий, превентивной защите, восстановлению ландшафтного потенциала и т.п. [4].

Общая система обнаружения фенольных загрязнений, а также мониторинга уже имеющихся экологически неблагоприятных зон включает в себя методы георадиолокации, вертикального электрического зондирования, газогеохимических и микробиологических исследований.

При совместных исследованиях, расшифровке и интерпретации полученных при работе системы данных повышается точность результатов и прогнозов.

Принятие решения о степени опасности экологической ситуации на обследуемой территории принимается исходя из заложенной в базу данных информации о градации получаемых от подсистем наблюдения показателей в зависимости от степени их опасности. Также в отчете представляются альтернативные решения и рекомендации для пользователей системы, эффективность которых оценена по отношению к основным рекомендациям с помощью модуля обработки запросов пользователей.

## 2. Структура функциональной модели

Организация создания информационно-аналитического комплекса предполагает использование модульной архитектуры, элементы которой способны работать как в однопользовательском, так и сетевом варианте (рис. 1).

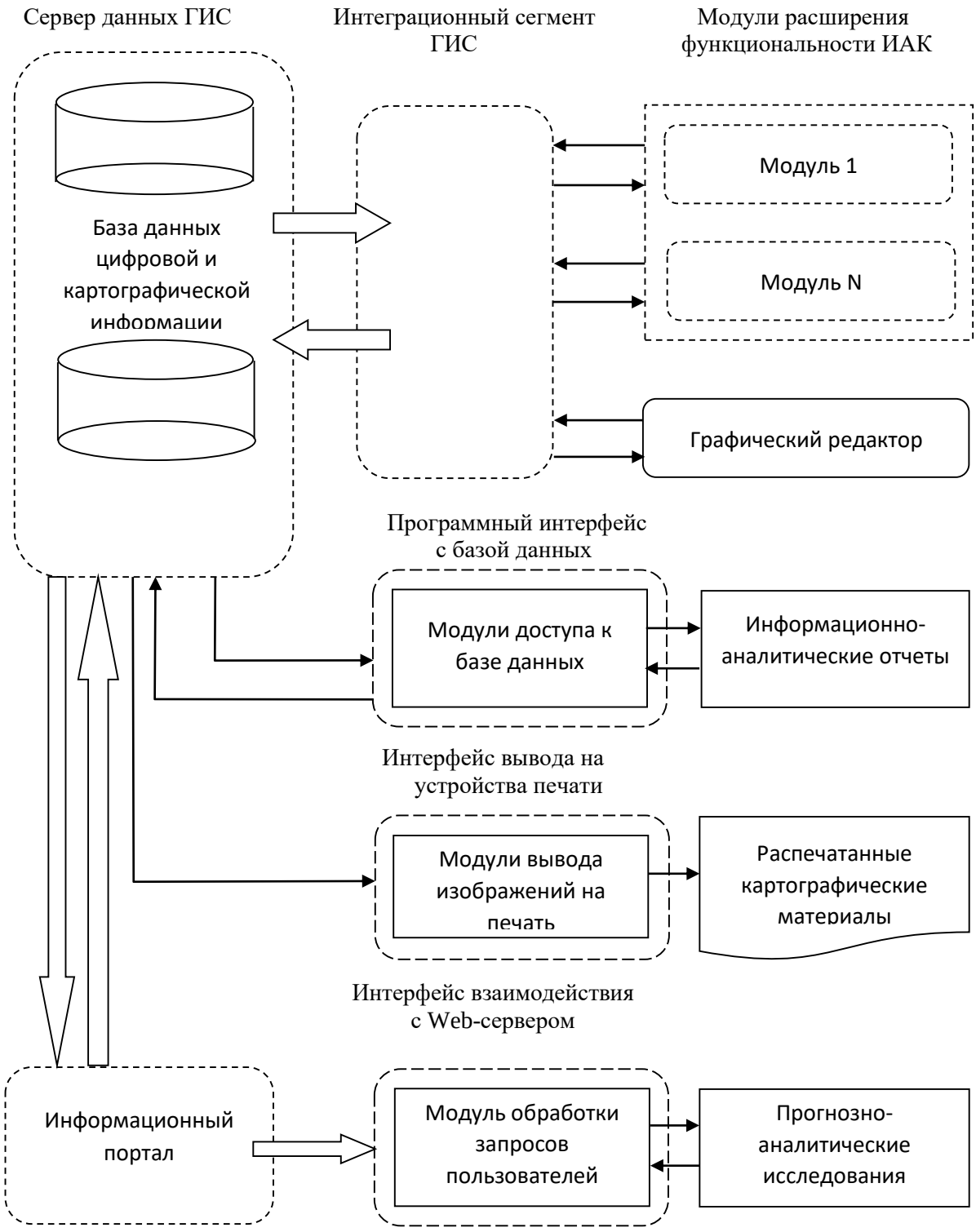



Рисунок 1. Модульная архитектура геоинформационного информационно-аналитического комплекса

Функционирование информационно-аналитического комплекса базируется на интеллектуальном автоматизированном анализе и дешифрировании данных в сочетании с современными технологиями распределенного доступа к геопространственной информации.

Общая функциональная модель информационно-аналитического комплекса является основным инструментом для сбора, обработки, моделирования, анализа и 2D/3D/4D-визуализации пространственных данных, интеграции разноплановых данных на основе их привязки к местоположению.

Операционная среда применима для подготовки аналитических отчетов, презентационных материалов на базе комбинации данных от подсистем наблюдений(модулей), фактов, числовых введенных данных, стандартизированных характеристик отдельных процессов, наблюдаемых явлений и процессов с помощью технических программных средств наблюдения [3]. В качестве основных данных и условий, используемых для функционирования информационно-аналитической системы, рассматриваются свойства обследуемой местности: ландшафт, характер движения поверхностных и подземных вод, их глубина залегания, водно-термический режим почв, типы почв, геологический разрез почв на данной территории, и т.д. В базу данных заранее внесены основные характеристики возможных загрязнителей, константы для каждого вида почв, скоростей движения вод и других стандартизированных показателей.

Обработка полученных результатов и нанесение их на топографическую карту обеспечивает решение задачи картирования и инвентаризации загрязнений и позволяет проводить дальнейшие прогнозно-аналитические исследования.

Картирование загрязнения и инвентаризацию накопленного объема нефтепродуктов, фенолов и их производных возможно осуществлять с применением современных объектно-ориентированных геоинформационных систем совместно с комплексом физико-химических методов. При таком подходе первичная информация при проведении физико-химических исследований будет сразу отправляться в базу данных информационно-аналитической системы, где после обработки сразу происходит привязка результатов к местности и открывается к ней доступ, что позволяет в кратчайшие сроки обрабатывать и использовать самые свежие данные.

Основы прогнозирования распространения загрязнений фенолом и его производными базируется на следующих принципах:

- Использование алгоритма действий, состоящего из последовательных стадий: сбор информации – первичная обработка информации – составление плана исследований и описание результатов – вторичная обработка информации – прогнозирование распространения загрязнения/предложение технологического решения по обработке и восстановлению нарушенных территорий;
- Использование стандартизированных процедур и логических операторов для выбора наиболее оптимальных решений;

- Многовариативность рассчитываемых сценариев развития загрязнения: пессимистический, базовый, оптимистический.

Функционирование информационно-аналитической системы контроля локализации и обработки фенолсодержащих сред будет сводиться к получению данных об обследуемой территории с помощью современных методов инженерно-экологических и прочих изысканий в автоматическом, полуавтоматическом и ручном режиме, что значительно упрощает и ускоряет вторичную обработку данных, и дальнейшей систематизации полученных данных исходя из их количества, степени достоверности и проведенной оценки востребованности для решения поставленных задач в каждом конкретном случае.

Каждый уровень организации данных, как правило, объединен совокупностью целей и задач, решаемых с помощью самых различных методов. Так, использование аэрокосмической съемки позволяет исследовать, оконтурить и картировать поверхностные загрязнения с достаточно высокой точностью, а использование геофизической и газогеохимической съемки позволяют получить геопространственные данные о предположительных объектах сосредоточения заглубленных загрязнений.

## 3. Технические ограничения и классификация технологий

Очень важным этапом функционирования системы является обработка данных и расчет наиболее эффективных методов локализации и обработки загрязнений. Для корректной работы этой части системы требуется база данных, включающая в себя большое количество технологических показателей по различным технологиям. Также требуется методология оценки этих технологий в зависимости от требуемых исходных данных и результатов.

Методология включает в себя критериальную базу, используемую для типизации и обеспечения сравнимости имеющейся информации, а также комплекс логических операторов и программных решений непосредственно для выбора наиболее эффективных технологий.

Сравнительный анализ проводится по следующим критериям: технологические показатели и ограничения, экологичность использования, экономические показатели, потребление ресурсов/энергоэффективность. Технологические ограничения выражаются в возможности полной эффективной работы в конкретных условиях. Такие условия устанавливаются в зависимости от каждого обследуемого объекта. Общие технологические показатели, включая производительность, перечень выполняемых мероприятий и обрабатываемых загрязнений, также описываются в базе данных.

Экологичность использования выражается в возможном вредном воздействии на окружающую среду (рис. 2), а также на персонал, задействованный в реализации технологии.

Потребность технологии в дополнительных материалах и ресурсах в дальнейшем может вызвать удорожание всего процесса, что повлияет на экономические показатели применения технологии.

Энергоэффективность, а именно: количество потребляемых ресурсов относительно других технологий и возможное получение вторичных материальных или энергетических ресурсов, позволяет сравнивать технологические решения не только с точки зрения чистой экономики, но и со стороны экономии природных и энергетических ресурсов.

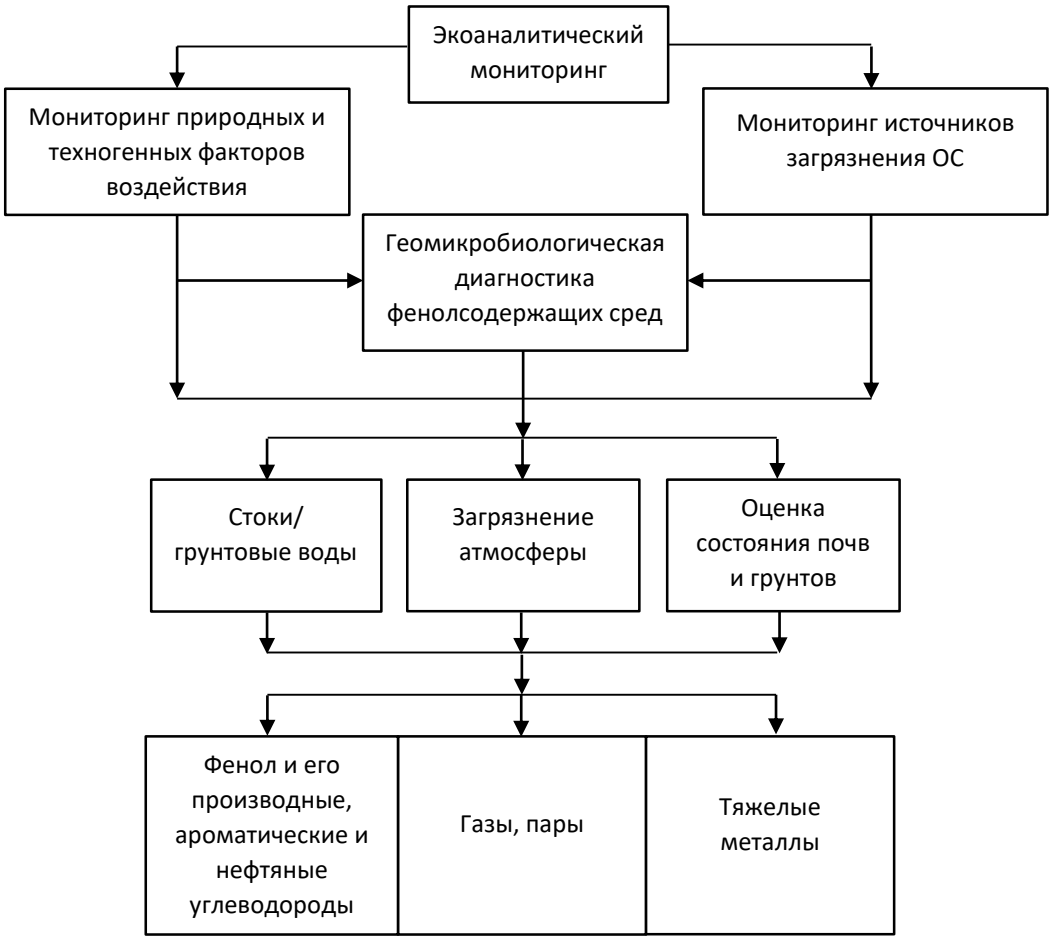



Рисунок 2 - Структурно-логическая система контроля локализации и ликвидации фенолсодержащих сред

В базу данных системы заложены отдельные классификации технологий подземной локализации и обработки фенолсодержащих сред как двух основных этапов воздействия на исследуемый объект.

Классификация технологий локализации подземных загрязнений представляет собой разделение на 2 группы. Первая группа методов основана на использовании свойств пород, содержащих или окружающих загрязнение. В основу положено свойство непроницаемости некоторых слоев, из которых сложен определенный участок, которое можно усилить с помощью внешнего воздействия. Примером такой технологии может служить направленный подземный взрыв, в результате которого происходит уплотнение пород, ограждающих загрязнение. Также за счет такого воздействия возможно перемещение загрязнения в более подходящую область, где дальнейшая обработка будет требовать меньших ресурсов. Вторая группа методов включает в себя непосредственно технические приемы с использованием дополнительных материалов, например, «стена в грунте» [5], добавление сорбентов и специальных непроницаемых жидкостей.

Основные технологические приемы методов обработки загрязненных сред делятся на две группы по аналогии с методами рекультивации in situ и ex situ: с извлечением на поверхность и без извлечения на поверхность. Для первой группы методов характерно использование дополнительных обрабатывающих комплексов отмывки грунта и прочих пород от загрязнения, транспортировка извлеченных сред на специализированные технологические площадки. Обработка загрязненных сред без извлечения на поверхность в основном представляет собой использование биологических методов обработки, а именно биодеградации, происходящей при добавлении специальных штаммов микроорганизмов. Также к этой группе относятся различные способы окисления с помощью реагентов и сорбция, при которых в загрязненную область с помощью специальных технических средств подаются разработанные подготовленные составы.

## Заключение

Информационно-аналитическая система контроля локализации и обработки фенолсодержащих сред представляет собой алгоритмизированную многокомпонентную систему по сбору и обработке получаемой информации, оценке современного состояния обследуемой территории (объекта), прогнозированию развития загрязнения с помощью моделирования движения фенолсодержащих сред, составлению рекомендаций по локализации и ликвидации загрязнений, а также мониторингу состояния территории при реализации рекомендованных мероприятий.

Предлагаемый подход позволяет определить наиболее подходящие методы локализации и обработки загрязненных областей в зависимости от имеющихся ресурсов и средств, а также может быть использован при

разработке экономически оправданных мероприятий по реабилитации нарушенных земель.

**Список использованных источников:**

1. Любименко, Р., Заколодкин, А., Любименко, Л. Альтернативная технология очистки фенольных стоков// Oil&Gas Journal Russia. 2016. № 1-2. С. 96-99.

2. Бухгалтер Э.Б., Голубева И.А., Лыков О.П., Экология нефтегазового комплекса: Учебное пособие. В 2 т. Т.1/. М.:ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 416 с.

3. Овчаров Л.А., Битюков В.С., Волков В.М., Юдовский О.В., Молотков Г.П., Кучин Б.Л., Куроптева И.С. Математические модели информационных процессов и управления: Учеб. для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 2001, 247 с.

4. Нестеров А.К. Информационно-аналитические системы [Электронный ресурс]// Образовательная энциклопедия ODiplom.ru - Режим доступа: http://odiplom.ru/lab/informacionno-analiticheskie-sistemy.html - (Дата обращения: 27.01.2018)

5. Миллер К.А., Маковецкий О.А. Анализ предельной несущей способности конструкции геотехнического барьера, выполненного из грунтобетонных элементов// Вестник ПНИПУ. Прикладная экология. Урбанистика. 2015. № 4. С.51 – 59.

# ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

Тараканов Г.В., Нурахмедова А.Ф., Рамазанова А.Р., Савенкова И.В.
(Астраханский государственный технический университет, ООО «Газпром добыча Астрахань»)

Переработка жидкого углеводородного сырья является важнейшим звеном всего мирового топливно-энергетического комплекса, определяющим эффективность использования природного углеводородного сырья в целом и обеспечивающим потребность стран в моторных топливах и других нефтепродуктах. Определенную нишу в этом звене занимает переработка газовых конденсатов, состоящих в основном из углеводородов от $C_5H_{12}$ до $C_{20}H_{42}$ и входящих в пластовые смеси многих газовых и газоконденсатных месторождений в количестве до 5-500 г/м$^3$ газа. В 2014 году суммарная суточная добыча газовых конденсатов в России и мире составляла соответственно 458 тыс. и 9468 тыс. нефтяных баррелей (73-1505 тыс. м$^3$) [1].

Некоторые конденсаты по своему фракционному составу и другим физико-химическим характеристикам практически не отличаются от легких нефтей типа грозненской, тенгизской и некоторых других. Исходя из этого факта и в соответствии со сложившимися реалиями, газовые конденсаты в большинстве случаев перерабатываются совместно с нефтью на нефтеперерабатывающих заводах, реже – на специализированных конденсатоперерабатывающих производствах. Относительно редкое применение специализированной переработки газовых конденсатов объясняется малыми ресурсами этого вида сырья, однако такая технология учитывает специфику свойств газовых конденсатов и, в частности, позволяет на установках их первичной перегонки понизить суммарные затраты примерно в 1,5 раза по сравнению с аналогичными установками для перегонки нефти [2], а при достаточных ресурсах газовых конденсатов, которые обладают уникальными физико-химическими свойствами, возможно также получение различных специальных нефтепродуктов.

Мазуты газовых конденсатов, в которых содержатся фракции, выкипающие выше 350-360 °С, в настоящее время совершенно не перерабатываются и используются только лишь в качестве низкоквалифицированного котельного топлива [3], однако их реализация зачастую осложнена из-за высокой температурой застывания по причине высокого содержания парафинов.

В этих условиях глубина переработки газовых конденсатов определяется содержанием в них светлых фракций, выкипающих до 350-360 °С, и составляет от 80 до 100 % (без учета безвозвратных потерь).

Использование мазутов в качестве котельных топлив является достаточно спорным вопросом, так как, во-первых, имеется альтернатива

его переработки в моторные топлива, а, во-вторых, при сжигании мазутов на тепловых электростанциях и в котельных в атмосферный воздух выбрасывается огромное количество оксидов углерода, азота, сажи, включая и сильные канцерогены – бензо(α)пирены. Кроме того, с учетом сложившихся мировых цен на мазуты и светлые нефтепродукты и постоянно возрастающих потребностей в моторных топливах, мазут более выгодно и целесообразно использовать как сырье для последующей глубокой переработки, а не как энергетическое топливо.

Глубокая переработка газоконденсатных остатков в высоколиквидную продукцию в перспективе также позволила бы значительно повысить экономическую эффективность действующих конденсатоперерабатывающих предприятий, однако сопряжена с рядом трудностей, обусловленных, прежде всего, количественными и качественными характеристиками этого вида ресурсов. При переработке газовых конденсатов мазутов образуется сравнительно немного (не более 15-20 % масс. на сырье), и единичные объемы их выработки на одном заводе не превышают 350-400 тыс. тонн в год.

По сравнению с нефтяными, газоконденсатные остатки в своем составе содержат значительно меньшее количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, но, как уже было сказано, характеризуются более высоким содержанием парафиновых углеводородов. Поэтому высококипящие фракции газовых конденсатов можно рассматривать в качестве перспективного сырья как для термокаталитических и гидрогенизационных технологий, так и для производства смазочных масел и парафинов [4].

Развитие указанных направлений сдерживают высокие капитальные и эксплуатационные затраты [5], а также чрезвычайно малая рентабельность и большой срок окупаемости процессов в условиях низкой производительности по сырью (менее 0,5-1,0 млн. т/год), в частности, каталитического крекинга, гидрокрекинга и других [6, 7]. Малые мощности единичных предприятий, перерабатывающих газовые конденсаты, а также неблагоприятное географическое расположение ряда месторождений в отдаленных районах с неразвитой транспортной и потребительской инфраструктурой, не позволяют использовать в технологических схемах этих предприятий большинство углубляющих процессов с достаточно высокой экономической эффективностью.

В этом случае представляется, что наиболее рациональным углубляющим направлением переработки газоконденсатных остатков будет использование различных эффективных малотоннажных термодеструктивных процессов с последующим возможным гидрооблагораживанием продуктов.

Одним из перспективных направлений глубокой переработки газоконденсатных остатков, на наш взгляд, является их газификация с

получением водорода, горючих газов (оксида углерода и метана), синтез-газа (смесь водорода и оксида углерода) и топлива для газотурбинных установок электростанций. Синтез-газ затем перерабатывают с получением моторных топлив или метанола по методу Фишера-Тропша. В качестве окислителей – газифицирующих агентов – используют кислород, воздух, водяной пар, диоксид углерода и их смеси.

Для обеспечения рентабельности процесса газификации его минимальная производительность по перерабатываемому сырью должна быть не ниже 500 тыс. т/год, притом, что строительство установки целесообразно на функционирующем заводском производстве с соответствующей инфраструктурой. В России проекты газификации тяжелых углеводородных остатков пока не реализованы из-за большого риска, связанного со значительными капиталовложениями и колебаниями цен на нефть [8].

Другими направлениями глубокой термодеструктивной переработки газовых конденсатов и их фракций и остатков являются также:

– пиролиз с получением низкомолекулярных олефинов;

– дифференцированный термический крекинг разных тяжелых газоконденсатных фракций, протекающий при различных технологических параметрах (в том числе в среде водорода или его доноров) и предназначенный для получения компонентов судовых топлив [6];

– производство технического углерода для шинной, резинотехнической, полиграфической, лакокрасочной и других отраслей промышленности [3].

Одним из современных перспективных направлений глубокой переработки газоконденсатных остатков может также стать их гидроконверсия в суспендированном слое наноразмерного катализатора, содержащего соли металлов VI-VIII групп. Процесс разработан в ИНХС РАН и ГрозНИИ и предназначен, в первую очередь, для тяжелого углеводородного сырья [9, 10].

Применяемые наноразмерные катализаторы и технология их формирования наилучшим образом отвечают требованиям процесса. Непосредственно в реакционной среде (*insity*) формируется катализатор с диаметром частиц меньшим или соизмеримым с размером ассоциатов асфальтенов, содержащихся в перерабатываемом сырье. Для этой цели используется добавленный в сырье прекурсор катализатора, состоящий из солей металлов VI-VIII групп. Синтез наногетерогенных катализаторов «*insity*» из обращенной микроэмульсии соответствующих солей в мазуте размером 200-100нм позволяет в условиях гетерогенного процесса получать наногетерогенный катализатор с размером частицы 40-80мкм.

В ходе исследований было одновременно установлено, что формирование и применение в реакционной среде наноразмерных частиц катализаторов гидроконверсии углеводородного сырья позволяет

существенно снизить давление в процессах гидропереработки тяжелых углеводородных остатков (до 6-7 МПа против 15-30 МПа на существующих установках) и уменьшить скорость реакций поликонденсации и полимеризации в реакционной зоне. При этом также улучшается активация и упрощается подвод водорода к макромолекулам сырья и продуктам их термической деструкции, участвующим в термокаталитических реакциях.

В качестве сырья могут быть использованы фактически любые нефтяные и газоконденсатные остатки, тяжелые нефти, природные битумы независимо от содержания в них серы, металлорганических и асфальто-смолистых соединений. Процесс направлен на максимальное получение газойлевых фракций, однако оперативное изменение параметров позволяет изменять выход отдельных фракций. Получаемые дистилляты являются хорошим сырьем для процессов риформинга бензинов, гидропереработки, каталитического крекинга, а также для производства базовых масел.

Одновременно с получением легких и средних дистиллятов, может быть реализован процесс извлечения никеля и ванадия, содержащихся в сырье. Эти металлы практически полностью извлекаются из продуктов процесса и вместе с высокомолекулярными фракциями, образующимися в процессе, выводятся из системы в составе вакуумного остатка.

Переработка газовых конденсатов по рассмотренным направлениям позволит значительно увеличить ее глубину и расширить ассортимент получаемых нефтепродуктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Oil & Gas Journal, 2014, № 6, p. 118.

2. Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А. Физические методы переработки и использование газа. Учебное пособие. – М.: Недра, 1981. – 224 с.

3. Тараканов Г.В., Нурахмедова А.Ф., Попадин Н.В. Глубокая переработка газовых конденсатов / Под ред. Г.В. Тараканова. – Астрахань: ИПЦ «Факел» ООО «Астраханьгазпром», 2007. – 276 с.

4. Ханов А.Р., Ангели Е.А., Насырова Л.А., Фасхутдинов Р.Р. Современное состояние газоконденсатного сегмента промышленности и способы увеличения глубины переработки газоконденсатного сырья // Современные проблемы естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела: Материалы XV Международной научной конференции, посвященной 100-летию Республики Башкортостан. – Уфа: изд-во «Реактив», 2017. – 240 с. – С. 208-209.

5. Нефедов Б.К. Проблемы квалифицированной переработки тяжелых нефтяных остатков // Катализ в промышленности. – 2004. – № 3. – с. 18-28.

6. Нурахмедова А.Ф. Разработка технологии глубокой переработки газоконденсатных остатков: Автореф. Дис...канд. техн. наук. – М.: 2002. – 23 с.

7. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах / Под ред. С.Н. Хаджиева. – М.: Химия, 1982. – 280 с.

8. Рязанов А.М., Черномырдин В.Н., Кисленко Н.Н. Глубокая переработка углеводородного сырья с получением высоколиквидной продукции / Газовая промышленность. – 2002. – № 12. – с. 50-52.

9. Хаджиев С.Н. Наногетерогенный катализ – новый сектор нанотехнологий в химии и нефтехимии (обзор) / Нефтехимия. – 2011. – Том 51. – № 1. – С. 3-16.

10. Зекель Л.А., Краснобаева Н.В., Кадиев Х.М., Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Применение нанокаталитических систем для глубокой переработки углей и тяжелого нефтяного сырья / Химия твердого топлива. – 2010. – № 6. – С. 22-30.

# РАЗВИТИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ризванова М.А., Усманова Л.С.
(ФГОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, Институт экономики и сервиса)

Статья освещает особенности развития человеческих ресурсов в нефтегазовой промышленности. Сегодня нефтегазовые компании обращены к инновациям. Исходя из этого, требуется высококвалифицированный персонал, ориентированный на саморазвитие, эффективность, непрерывное обучение и другое. Рассматривается ряд методов развития человеческих ресурсов.

Современные экономические условия, в которых осуществляют свою деятельность нефтяные компании, характеризуются нестабильностью и не определенностью. Чтобы быть конкурентоспособным на внутреннем и мировом рынках, компании необходим поиск путей повышения эффективности отдельных направлений бизнеса. Устойчивое развитие компании в перспективе зависит от ее способности прогнозировать и гибко реагировать на изменяющиеся условия внешнего окружения, удерживать и приобретать новые конкурентные преимущества в борьбе за рынки [6].

Суть, причина подъема и развития любой деятельности организации – это труд человека. В определенное время российская экономика получила отрицательный результат от пренебрежительного отношения к человеку и его ресурсам. В приоритете была технология, машина, станок, а человека рассматривали как деталь, элемент всего этого механизма.

Одним из первых, кто подчеркнул важность гуманизации процесса управления, был Р. Оуэн (1771–1858), заявивший, что «его рабочие – «живые машины» – столь же важны для фабрики, как и «неживые машины», и также нуждаются в уходе». Американский психолог Г. Мюнстерберг в своих работах «Психология и индустриальная эффективность» и «Психология бизнеса», изданных в начале XX в., проанализировал три наиболее актуальных, по его мнению, вопроса в бизнесе:

1) как отыскать людей, чьи интеллектуальные качества делают их наиболее подходящими для выполнения работ (научный подбор кадров);

2) при каких психологических условиях можно получить лучшие результаты от каждого сотрудника;

3) как воздействовать на работников с точки зрения эффективности бизнеса [4].

Сегодня изменилось отношение к человеку на предприятии. На работника взглянули под другим углом и стали рассматривать как стратегический ресурс организации. Исходя из этого, становится явным то,

что нужно вкладывать в развитие человеческих ресурсов. Это направление хорошо прослеживается в нефтегазовой отрасли.

Нефтегазовая промышленность – двигатель всех секторов экономики и уровня жизни населения нашего государства. Делать упор только на востребованную и выгодную промышленность не предусмотрительно. Следует принимать во внимание мировые направления в нефтегазовой отрасли, где происходят постоянно изменения. Например, внедрение новых технологий увеличивает объемы запасов и добычи нефти и газа. Появляются новые лидеры, растёт спрос, развивается мировой рынок топливно-энергетической отрасли, в результате перед нефтегазовыми компаниями стоит задача повышения конкурентоспособности до международного уровня. Поставленные цели и задачи диктуют новые правила поведения в работе с персоналом. Персонал должен быть направлен на новые задачи, понимать их и эффективно решать. Стратегия кадровой политики должна совпадать со стратегией развития компании. Целью кадровой службы является развитие человеческих ресурсов до такой степени, чтобы персонал умел быстро ориентироваться и реагировать на инновационные изменения. Оперативно изучить и овладеть новыми оборудованиями и методами разведки, разработки освоения новых месторождений нефти и газа. Специалисты указывают на то, что количество неразведанной нефти во много раз превышает объемов, который был получен за все время ее добычи. Поэтому в перспективе ожидается, что будут открываться новые месторождения, которые увеличат количество нефти в стране, что приведет к ее эффективному развитию [7]. Сегодняшний рынок труда требует работников, владеющих высокопрофессиональными навыками. Сотрудник – генератор идей, люди необходимые для свершения прогресса в компании. Такой персонал должен быть готов к интеллектуальной работе при постоянных научно-технических изменениях и к креативной деятельности. Это приводит к поиску методов стимуляции и мотивации умственной деятельности персонала. Мотивация трудовой деятельности – это стремление работника удовлетворить свои потребности в определенных благах посредством труда, направленного на достижения цели организации [4].

В процессе трудовой деятельности у каждого работника формируются свои потребности, интересы, ценности. Выявление основных побудителей возможно через систему мотивов, рассматривая в соотношении с трудовой ситуацией. Так же надо иметь в виду, что мотивы бывают неочевидные, изменчивые и неодинаковые. Принимая все это во внимание, менеджеры по средствам разных методов могут выяснить мотивационную структуру персонала. И через определенные административные решения могут стимулировать одни мотивы и подавить другие. Сегодня при трудоустройстве в приоритете кандидат, который заинтересован в мотивации. В свою очередь, руководитель должен ставить цель как можно

дольше сохранить в сотруднике пыл, азарт. Мотивация будет эффективной только в тех случаях, когда компании присуще понятия «честность», «лояльность», «прозрачность». И многое зависит от поведения руководителя и созданных им условий труда для персонала. У системы мотивации должен быть результат, когда сотрудник добросовестно относится к труду и усовершенствует свои навыки. С увеличением творческого подхода к труду работника мотивы и стимулы претерпевают изменения, поэтому своевременно нужно внутри коллектива проводить курсы повышения квалификации и переподготовки. Отношение персонала к труду формируется трудовой мотивацией, от этого зависит степень использования человеческих ресурсов и результативность труда. Здесь нужно обратить внимание на то, что материальное стимулирование не должно стоять на первом месте. Необходимо больше уделять внимание духовной стороне личности. Дать возможность проявить себя, проявить такие качества как самостоятельность, инициативность, самосовершенствование. С изменениями в системе управления персоналом пересмотрели отношение к человеку в организации. Работник стал главным субъектом организации, его способность креативно мыслить является основным ресурсом. Создание в организации творческой атмосферы ведет к росту рационализаторских предложений, к новым изобретениям, повышает уровень конкурентоспособности.

Сегодня не достаточно владеть знаниями, которые были получены, когда то при обучении. Знания стареют, поэтому персонал должен быть готов к постоянному непрерывному обучению, профессиональному развитию. В работе с человеческими ресурсами организации используют различные системы профессионального развития. Можно выделить внутрикорпоративные системы, направленные на практическое развитие основных компетенций работников на рабочем месте. Комбинированные системы, корпоративные университеты, ориентированные на повышение квалификации персонала, нацелены на потребности конкретных организаций. Многие ведущие компании мира практикуют создание собственных учебных центров, центров развития персонала. Есть такая практика и в известных российских компаниях – ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть». Такими же задачами наделены направления развития человеческих ресурсов, как ротация кадров и управление карьерой. Ротация кадров – плановое служебное перемещение или существенное изменение должностных обязанностей работника. Ротация кадров играет немаловажную роль в комплектовании кадрового резерва. При «горизонтальном» перемещении работник получает новые знания и опыт без отрыва от производства. Управление деловой карьерой – это комплекс мероприятий, проводимых кадровой службой по организации мотивации и контроля служебного роста работника, исходя из его целей, потребностей, потенциала во взаимосвязи с целью организации.

Модель Л. Портера - Э. Лоулера [5], объединяющая обе указанные теории, исходит из того, что мотивация работника побуждает его лучшим образом применять свои способности и предпринимать максимум усилий для выполнения своей работы. Сам же уровень трудовой мотивации находится в прямой зависимости от удовлетворенности работника, которая определяется тем, насколько справедливо, с точки зрения работника, получаемое им за свой труд вознаграждение. При этой оценке работник учитывает не только соотношение вознаграждения с достигнутыми им результатами, но и прочие факторы, рассматриваемые в рамках теорий ожиданий и справедливости.

Концепция устойчивого конкурентного преимущества, сформулированная Л. Портером, означает, что компании создают ценность для своих потребителей, выбирая рынки, на которых они отличаются от конкурентов и становятся для них «убегающей мишенью» благодаря непрерывному совершенствованию рыночной позиции.

Согласно Л. Портеру, все три наиболее важных фактора – инновация, качество и лидерство – зависят от качества человеческих ресурсов организации. Способность создавать и удерживать конкурентное преимущество – жизненно важный фактор роста и процветания бизнеса [1]. Сами работники нового поколения с каждым днем все чаще стремятся к саморазвитию. Согласно статистике, так называемое поколение «миллениалов» или «поколение Y» чаще всего интересуются дальнейшим обучением, они чувствуют потребность в том, чтобы быть вовлеченными в деятельность компании так глубоко, насколько это возможно [2].

Таким образом, система управления человеческими ресурсами включает в себя ряд разных методов, направленных на развитие человеческих ресурсов с учетом требования отрасли и стратегических целей компании. В нефтегазовой сфере управление человеческими ресурсами в большей степени переплетается с инновационным и инвестиционным развитием отрасли.

Список литературы:

1. Армстронг М. Стратегическое управление человеческими ресурсами – М.: ИНФРА-М, 2002.

2. Ахметьянова А.А., Ризванова М.А. Повышение уровня компетентности персонала как условие развития гостиничной индустрии // Стратегия Республики Башкортостан -2030: Приоритеты экономического роста. Сборник научных статей Всероссийской научной конференции 16 марта 2017 г. 2017. С. 92-95.

3. Кибанов А.Я., Баткаева И.А., Митрофанова Е.А., Ловчева М.В. Мотивация и стимулирование трудовой деятельности: Учебник; - М.: ИНФРА-М, 2010.

4. Максимцева И.А. Управление человеческими ресурсами: Учебник для бакалавров - М.: Юрайт, 2013.

5. Херцберг, Фредерик. Мотивация к работе / Ф. Херцберг, Б. Моснер, Б. Блох Снидерман; пер. с англ. — М.:Вершина, 2007. - 240 с.

6. Хамматдинова Г.И., Ризванова М.А. Проблемы обеспечения конкурентоспособности предприятия ПАО АНК «Башнефть» и формирование их конкурентных преимуществ //Проблемы социально-экономического развития в новых экономических условиях: взгляд молодых исследователей. Материалы и доклады Международной научно-практической конференции. Под общей редакцией Е.П. Велихова . 2016. С. 387-391.

7. Хамматдинова Г.И., Ризванова М.А. Проблемы и тенденции нефтяной промышленности России // Вестник молодого ученого УГНТУ № 2, 2016.С. 41-44.

# ОСОБЕННОСТИ СУШКИ УГЛЕВОДОРОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ АСПИРАЦИОННОЙ ТЕРМОМАССОМЕТРИИ

Самохвалов Н.И., Большаков М.Н., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф.
(Институт проблем нефти и газа РАН)

## Введение

Метод аспирационной термомассометрии (АТММ) применяется с целью детального исследования форм и видов связи воды и углеводородов в горных породах. Существенным преимуществом метода АТММ перед другими методами является то, что он позволяет исследовать флюидонасыщенность в породе во всем диапазоне ее проявлений – как догигроскопическую влагу, так и гигроскопическую. При этом сохраняется целостность образца.

Разделение на виды связи воды в горных породах производится по степени энергетической и структурной связанности ее с породой. Если методика для определения характеристик водонасыщенных пород по данным АТММ разработана [1,2,3], то методика определения форм и характера связи с породой углеводородов в углеводородонасыщенных породах по данным АТММ еще не сформулирована. Решение данного вопроса позволит более детально понять концепции эффективной и динамической пористости в поровых объемах породы, насыщенной жидкими углеводородами, а данные, получаемые в результате экспериментов, смогут быть использованы для петрофизического, геологического и гидродинамического моделирования.

## Исследование водонасыщенности методом АТММ

Метод АТММ основан на одновременной записи кривых измерения веса (кривая сушки), температуры образца и дифференциальной температуры (ΔТ - разности между температурой воздуха и температурой образца) во времени (термограмма сушки).

Все кривые кинетики сушки расчленяются на ряд четких интервалов, отвечающих изменению условий тепломассопереноса в водонасыщенных образцах по мере удаления из них воды различных форм и видов связи с породой.[2]

Основной для расчленения кривой сушки служат форма термограммы сушки и характерные точки на ней, позволяющие установить имеющиеся виды связи воды с породой (рисунок 1).

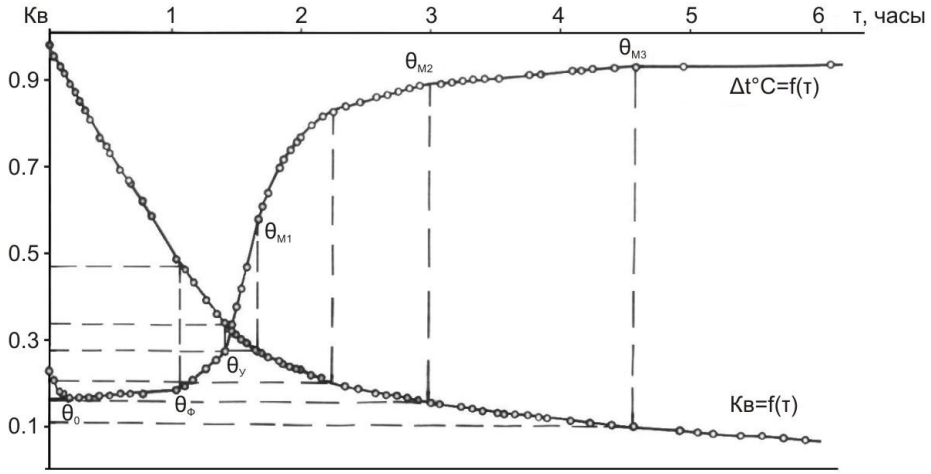



Рисунок 1. Пример термограммы сушки водонасыщенного образца [2]

**Отрезок от начала термограммы до точки $\theta_0$** (рис. 1) характеризует собой (по М.Ф. Казанскому и А.В. Лыкову) начальную стадию охлаждения образца, если температура его была больше температуры, соответствующей периоду постоянной скорости испарения. Эта стадия приурочена к испарению влаги с поверхности образца, и, как следствие, не несет информации о формах и видах связи влаги с породой внутри неё.

**Отрезок $\theta_0\theta_Ф$** отвечает испарению капиллярной влаги физико-механической формы связи, находящейся в порах образца радиусом $r > 10^{-5}$ см (в макрокапиллярах и макропорах) и испаряющейся при относительном давлении пара P/Ps = 1. [1]

**Отрезок $\theta_Ф\theta_y$** на термограмме сушки отвечает периоду удаления из образца породы влаги фуникулярного (непрерывно-связанного) состояния.

**Отрезок $\theta_y\theta_{m1}$** - период удаления стыковой влаги или влаги углов пор, характеризуется дальнейшим прогревом (увеличением температуры) образца.

**Отрезки $\theta_{m1}\theta_{m2}$, $\theta_{m2}\theta_{m3}$** и **$\theta_{m3}\theta_{ma}$** на термограмме сушки описывают период испарения из образца влаги микрокапилляров убывающих размеров ($r < 10^{-5}$ см).

Кривые термограммы сушки на рис. 1 для удобства интерпретации можно представить в виде одной термомассометрической кривой зависимости водонасыщенности от изменения дифференциальной температуры образца (рисунок 2).

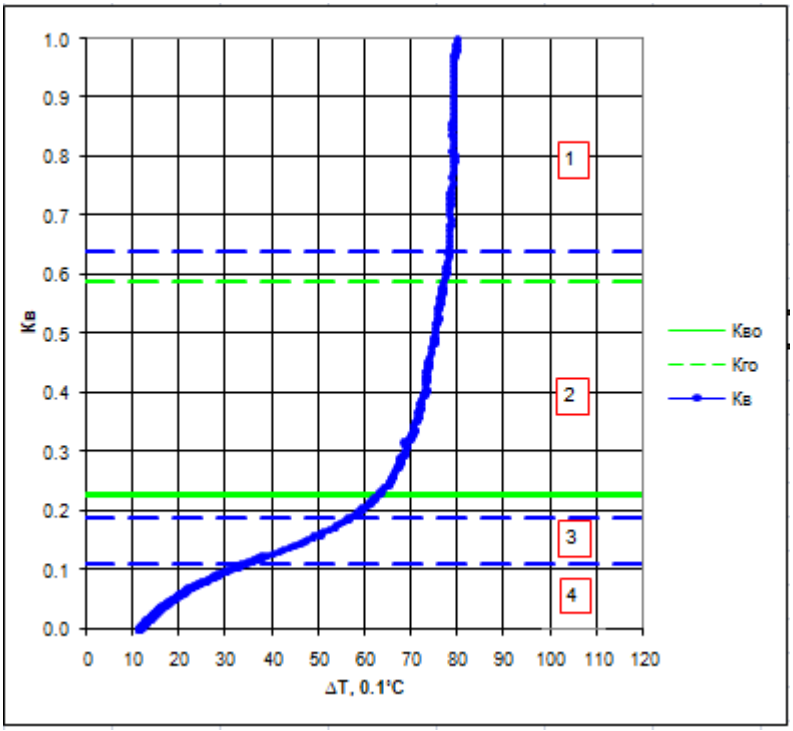



Рисунок 2. Закономерность изменения дифференциальной температуры образца породы с изменением водонасыщенности Кв=f(ΔT) в процессе изотермической сушки в потоке воздуха. Образец 51/2 ОНГКМ (1 - вода структурно-защемленного объема; 2 - вода динамического порового объема; 3 - вода углов пор; 4 - вода микрокапилляров); Кво – остаточная водонасыщенность по центрифугированию; Кго – остаточная структурная газонасыщенность по прямоточной капиллярной пропитке.

Метод АТММ хорошо показал себя при сравнении с результатами других методов, которыми определяют остаточную (неснижаемую) водонасыщенность образцов керна, а также с результатами определения структурно-защемленной газо- нефтенасыщенности методом прямоточной капиллярной пропитки (ПКП). На рисунке.3 представлены сопоставления метода АТММ с методами ЯМР-релаксометрии, центрифугирования, а также ПКП. В качестве неснижаемой водонасыщенности в методе АТММ рассматривается суммарный объем влаги микрокапилляров и объемов воды углов пор (стыковой влаги), а доля структурно-защемленного объема пор соответствует периоду испарения влаги физико-механической формы связи.

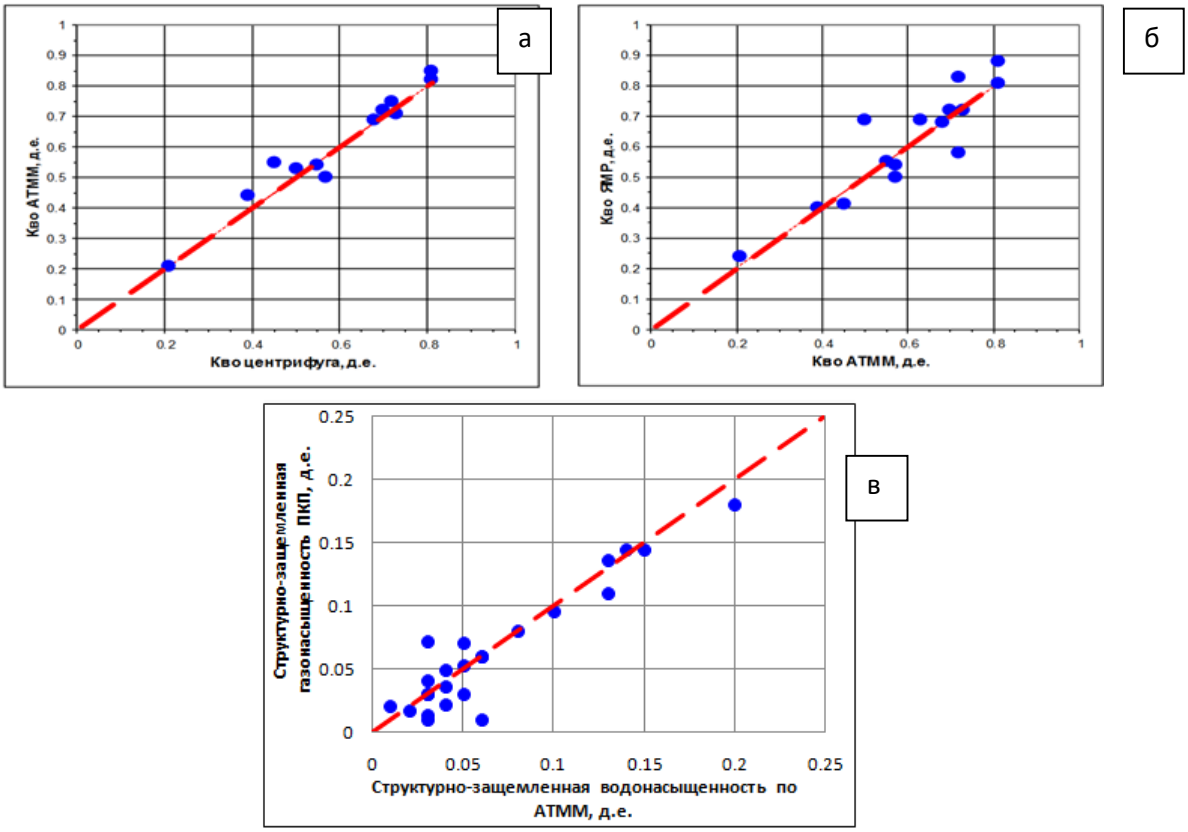



Рисунок 3. а,б,в. Сравнение значений коэффициента остаточной (неснижаемой) водонасыщенности по методу АТММ с методами центрифугирования (а) и методом ЯМР-релаксометрии (б). Сравнение значений структурно-защемленной газонасыщенности по ПКП со структурно-зщемленной водонасыщенностью по АТММ (в)

**Исследование углеводородонасыщенности методом АТММ**

С целью изучения процесса сушки углеводородонасыщенных пород был проведен эксперимент. Коллекция образцов керна состояла из карбонатных пород (Вуктыльского ГКМ и Оренбургского НГКМ) и терригенных пород (ВПК НГО). В качестве насыщающего углеводородного флюида были использованы гексан, октан и ундекан. Перед началом эксперимента образцы высушивались при температуре 90 °С до постоянного веса, после чего вакуумировались и насыщались.

Стоит отметить, что молекулы углеводородов больше молекулы воды. Расчет объема молекул проведен по формуле 1 и представлен в таблице 1.

$$V=\frac{M}{N_a\rho} \quad (1),$$

где, V – объем молекулы; M – молекулярный вес, Na – число Авогадро,

ρ – плотность флюида

Таблица 1 – Расчет объема молекул воды и углеводородов

| | **M, кг/моль** | **ρ, кг/м$^3$** | **Объем, м$^3$** | **Больше молекулы воды в:** |
|---|---|---|---|---|
| Вода | 0.018 | 1000 | 1.79E-10 | |
| Ундекан | 0.156 | 740 | 4.06E-10 | 11.7 |
| Октан | 0.114 | 703 | 3.72E-10 | 9.0 |
| Гексан | 0.086 | 654 | 3.47E-10 | 7.3 |

Как видно из расчетов объем молекул углеводородов в несколько раз больше, чем объем молекулы воды. Соответственно, если для воды микрокапиллярами считаются капилляры с диаметром $10^{-5}$ см, то для углеводородов, возможно, микрокапиллярами являются капилляры значительно большего размера. Это, возможно, объясняет форму термомассометрических кривых изменения дифференциальной температуры образца с изменением водонасыщенности и углеводородонасыщенности (рис. 4б) в процессе изотермической сушки.

Скорость испарения вещества определяется силой межмолекулярных связей (энергия водородных связей) и давлением насыщенного пара, также она зависит от давления воздуха над поверхностью вещества, температуры и площади испарения.

Энергия водородных связей органических веществ имеет незначительную прочность по сравнению с водой. Следовательно, молекулы воды прочнее связаны между собой и, соответственно, с меньшей скоростью переходят в газовую фазу. Межмолекулярные взаимодействия алканов обусловлены водородными связями типа C-H…C с энергией 2-4 кДж/моль, тогда как для воды энергия водородной связи – 25 кДж/моль.

Давления насыщенного пара для рассматриваемых флюидов представлены в таблице 2. Чем выше значение давления насыщенного пара, тем более упругими свойствами он обладает и тем легче это вещество переходит из жидкого состояния в газообразное.

Таблица 2 – Давление насыщенного пара мм рт. ст.

| **Давление насыщенного пара мм рт ст (при 20 °C)** | | | |
|---|---|---|---|
| Вода | Гексан | Октан | Ундекан |
| 17.54 | 121.23 | 10.46 | 0.259 |

На рисунке 4 представлены кривые сушки и термомассометрические кривые для образцов насыщенных водой, гексаном, октаном и ундеканом.

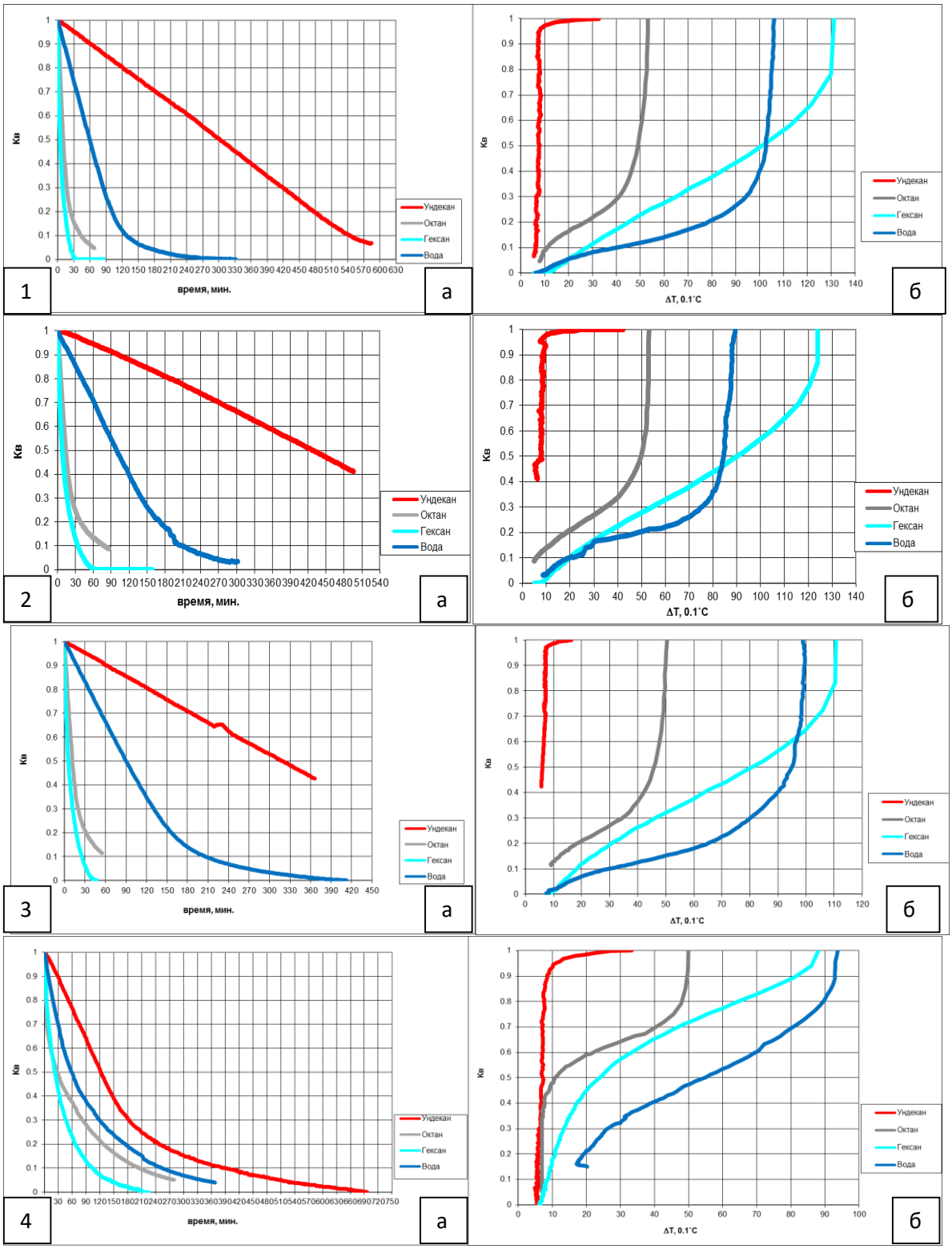



Рисунок 4 а,б. Сравнение кривых сушки (а) и термомассометрических кривых (б) для углеводородонасыщенных и водонасыщенных образцов. 1) Образец 8/20В, 2) Образец 8/19а, 3) Образец 8/19В, карбонаты ВНГКМ, 4) Образец 1ВБ-4, песчаник ВПК НГО

Можно заметить, что скорость сушки образцов насыщенных октаном и гексаном выше, чем сушка водонасыщенных образцов, тогда как скорость сушки образцов насыщенных ундеканом заметно ниже, чем для остальных

флюидов. Это, возможно, связано с низким значением давления насыщенного пара. Однако, скорость сушки образцов также зависит от ряда петрофизических параметров: таких как, например: размер пор, объемы пор с разной энергетически связанной влагой, смачиваемость. На рисунке 5 приведены зависимости средней скорости сушки образцов по воде и по ундекану от среднего диаметра пор в исследуемых образцах.

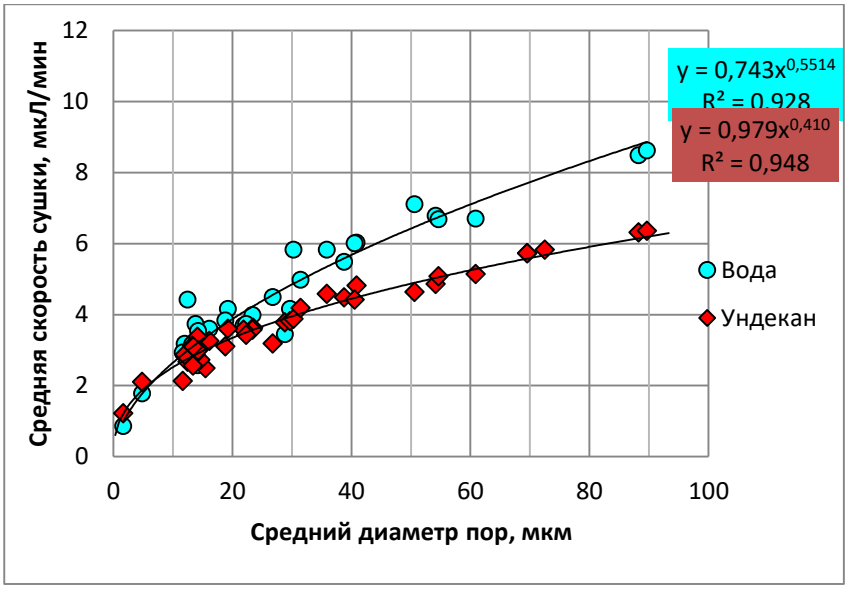



Рисунок 5. Связь средней скорости сушки образцов насыщенных водой и ундеканом со средним диаметром пор

Проанализировав рисунок 5 можно сделать вывод, что при сушке из пор малого размера скорость сушки образцов насыщенных ундеканом и водой становятся примерно одинаковыми, а для некоторых образцов скорость сушки образцов по ундекану даже выше, чем для воды. При рассмотрении относительной средней скорости сушки (отношение средней скорости сушки пород насыщенных ундеканом к средней скорости сушки водонасыщенных пород) это утверждение становится более заметным (рисунок 6).

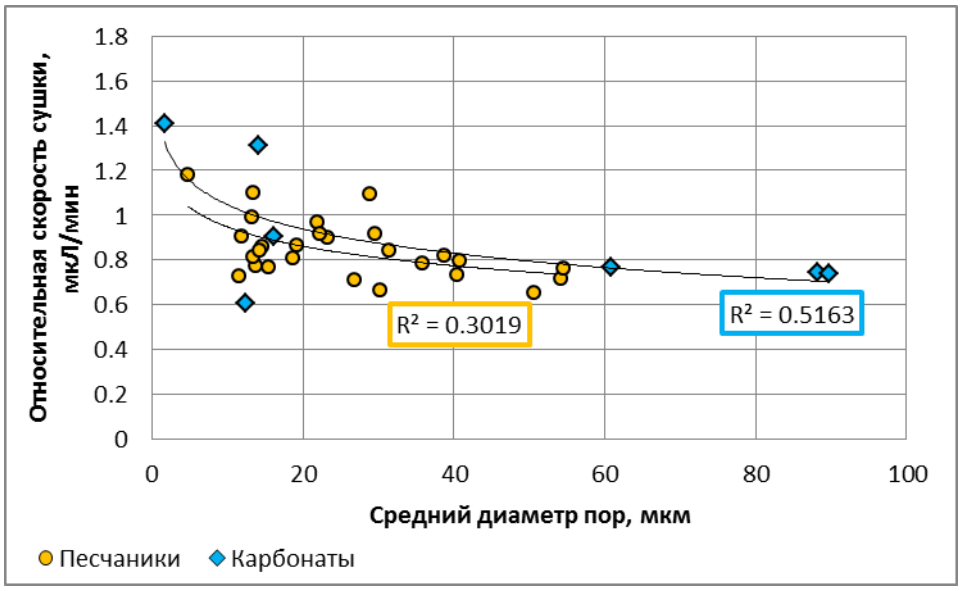


Рисунок 6. Связь относительной скорости сушки со средним диаметром пор

То есть можно сделать вывод, что при увеличении в породах доли мелких пор, в которых, соответственно, влага является более энергетически связанной, скорость испарения ундекана выше чем воды, что также подтверждается рисунком 7.

На рисунке 7 а,б,в осью абсцисс является доля микрокапилляров в образце, определенная по АТММ для водонасыщенных пород. На рис. 7а и 7б видно, что с увеличением доли микрокапилляров скорость сушки для образцов насыщенных ундеканом и водой падает. На рис. 7в видно, что относительная скорость сушки с увеличением доли микрокапилляров имеет некоторую тенденцию к росту. Это, возможно, указывает на то, что при одинаковой форме связи влаги с породой, для образцов насыщенных ундеканом скорость сушки выше, чем для водонасыщенных. В первом приближении, при одинаковых условиях, скорость сушки углеводородонасыщенных образцов выше, чем для воды, что также можно объяснить менее прочной водородной связью и более низкой теплоемкостью углеводородов по сравнению с водой, следовательно, углеводородонасыщенному образцу нужно передать гораздо меньше тепла, чтобы его температура сравнялась с температурой окружающей среды.

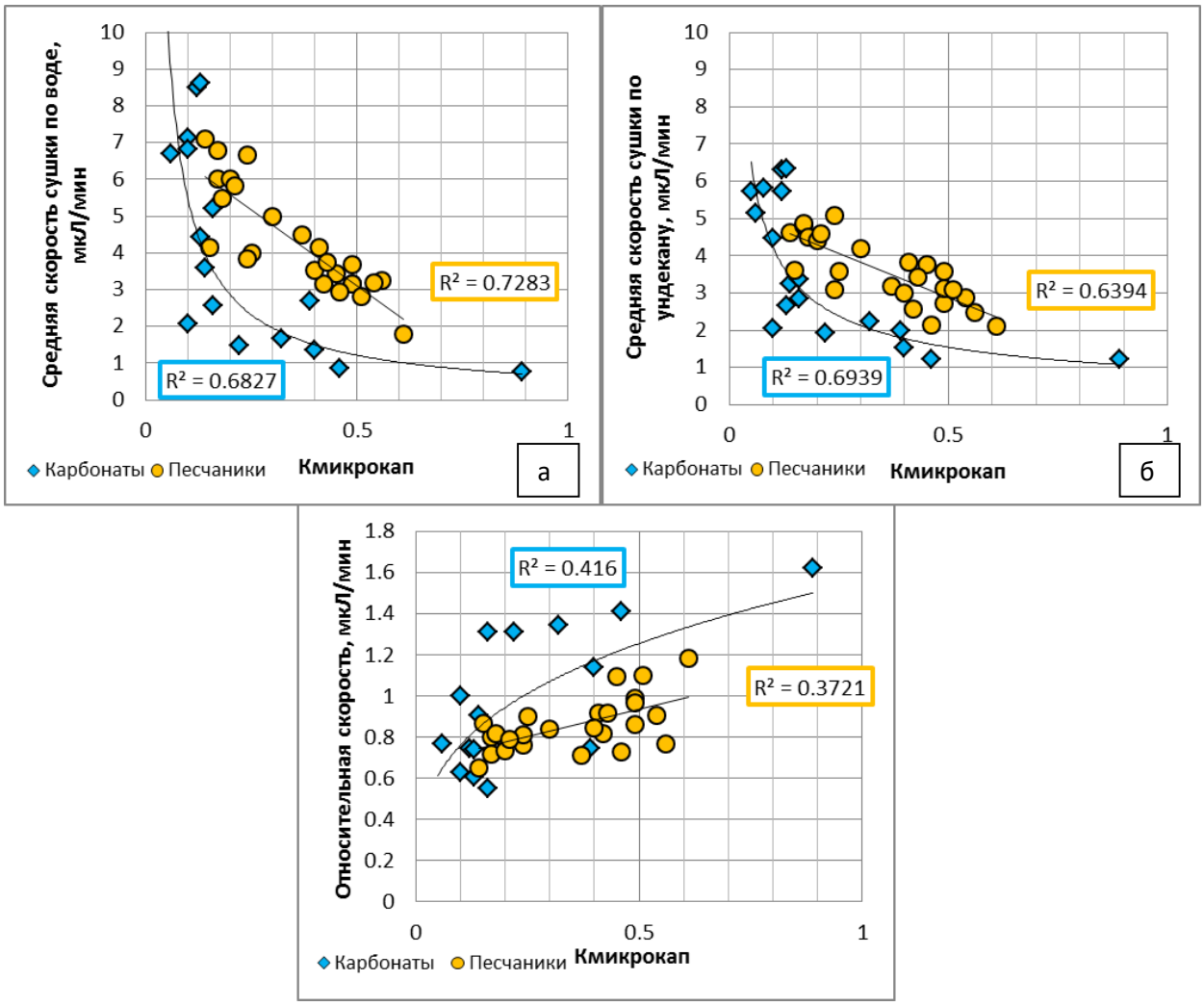



Рисунок 7 а,б,в. Средняя скорость сушки водонасыщенных образцов (а), средняя скорость сушки образцов насыщенных ундеканом (б) и относительная скорость сушки образцов (в) в зависимости от доли микрокапилляров определенной в поровом объеме, для водонасыщенных образцов по АТММ

**Выводы**

1) Метод АТММ позволяет исследовать вид и форму связи воды с породой во всем диапазоне водонасыщенности породы: от 100%-ной до гигроскопической, равновесной влажности воздуха. При этом не происходит разрушения образца.

2) Молекулы углеводородов по объему превосходят молекулу воды, в связи с этим размер микрокапилляров для молекулы углеводородов должен быть больше, чем для воды. На это указывает поведение термомассометрической кривой сушки образцов насыщенных ундеканом.

3) На скорость сушки сильно влияет энергия водородных связей и давление насыщенного пара насыщающего образец флюида. Как отмечено, ундекан обладает наименьшим значением давления насыщенного пара из

рассмотренных флюидов, возможно, с этим связано то, что наименьшая скорость сушки характерна для образцов насыщенных ундеканом. Наибольшая скорость сушки характерна для образцов насыщенных гексаном, которой имеет наибольшее значение давления насыщенного пара из рассмотренных флюидов.

4) Выявленная зависимость между диаметром пор и средней скоростью сушки образцов указывает на то, что скорость сушки водонасыщенных образцов существенно превышает скорость сушки образцов насыщенных ундеканом из пор крупного размера, тогда как сушка из пор малого размера происходит примерно с одной и той же скоростью для обоих флюидов.

5) При увеличении доли микрокапилляров в поровом объеме породы наблюдается рост скорости сушки образцов насыщенных ундеканом превышающий рост скорости сушки водонасыщенных образцов. Возможно, это указывает на то, что при одинаковой форме связи влаги с породой, для ундекана скорость испарения выше, чем для воды.

**Список литературы**

1. Казанский М.Ф. Термограммы сушки капиллярно-пористых тел с разнородно-связанной влагой. Сб. Тепло- и массообмен в капиллярно-пористых телах». «Госэнергоиздат», 1957, вып. 8.

2. Лыков А.В. Теория сушки. М., «Энергия», 1968**.**

3. Скибицкая Н.А. Петрофизические исследования с целью обоснования методики определения остаточной водонасыщенности пород по данным электрометрии на примере терригенных нефтегазовых отложений Западно-Сибирской низменности. Автореферат диссертации, представленной на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М. 1971г.

4. Самохвалов Н.И., Большаков М.Н., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф. Виды и формы связи жидких углеводородов в нефтенасыщенных породах по данным аспирационной термомассометрии, Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа» выпуск 3(18), 2017

5. «СТП-1.9-13 Определение водонасыщенности способом аспирационной термомассометрии» М. 2013г..

# ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РОСТА ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Жуков В.С., Седнев М.В.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Зачастую разработка месторождений углеводородов на истощение сопровождается снижением пластового (порового) давления и повышением эффективного давления [1 - 3], что, как известно, является основной причиной изменения физических и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород [3 - 5]:

$$P_{эф} = P_{вс} - n \cdot P_{пл} \quad (1)$$

$P_{эф}$ – эффективное давление; $P_{вс}$ – геостатическое или всестороннее давление, величина которого определяется толщиной и плотностью вышележащих горных пород, $P_{пл}$ – давление флюида в пласте или пластовое (поровое) давление, $n$ – коэффициент, зависящий от свойств скелета породы и слагающих её минералов (обычно $n = 1$).

С целью исследования влияния изменения эффективного давления на коллекторские и физические свойства горных пород Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения были проведены определения комплекса физических свойств образцов, полностью насыщенных моделью пластовой воды, в условиях, моделирующих условия, действующие в пласте, отобранных из керна 4 скважин. Изучение проницаемости по газу, при увеличении эффективного давления, осуществлялось на сухих образцах.

Было исследовано более 90 образцов коллектора, представленных терригенными отложениями (песчаники, алевролиты, гравелиты) ботуобинского и талахского горизонтов вендского возраста, залегающими на глубинах от 1900 до 2000м. В атмосферных условиях диапазон изменений пористости образцов составлял от 4,90% до 22,2%, проницаемость образцов по газу изменялась от 23,7 до 750,0мД.

Исследования изменений физических свойств горных пород проводились на установке «ПУМА – 650», моделирующей пластовые условия. Были определены изменения величин открытой пористости, параметра пористости, сжимаемости порового пространства, проницаемости по газу, объёмного веса, скорости распространения упругих волн с расчетом динамическим способом упругих коэффициентов (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль объёмного сжатия, модуль сдвига), в процессе увеличения эффективного давления до величины, действующей в пласте – 37,5МПа. Данные об изменениях физических свойств проанализированы с точки зрения их зависимости от изменения эффективного давления в пласте. Дальнейшая аппроксимация полученных зависимостей при увеличении эффективного давления на 10,1МПа,

сопровождающего снижение пластового давления в процессе разработки месторождения, позволила оценить, в первом приближении, изменения петрофизических параметров.

**Коэффициент пористости.** Полученные изменения коэффициента открытой пористости для всей исследованной коллекции образцов показали, что зависимость среднего значения коэффициента пористости от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описать степенной зависимостью:

$$K_п = 13{,}578 \cdot P_{эф}^{-0{,}0198} \quad (2)$$

На рисунке 1 приведены изменения среднего значения коэффициента пористости при переходе от атмосферных к пластовым условиям при эффективном давлении 37,5МПа и дальнейшем снижении пластового давления на 10,1МПа и там же показаны крайние значения для конкретных образцов с максимальным и минимальным значением коэффициента пористости по всей исследованной коллекции.

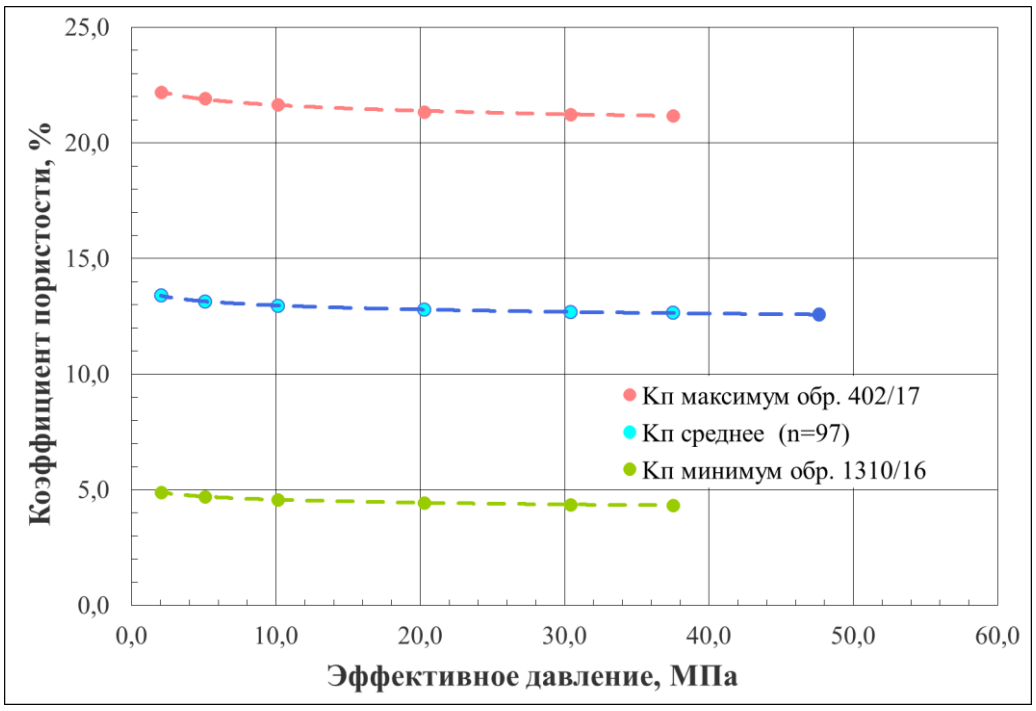



Рис.1. Изменения коэффициента пористости от эффективного давления.

**Параметр пористости.** Этот параметр является одним из наиболее часто определяемых в водонасыщенных пластах при геофизических исследованиях скважин электрическими методами. Были проанализированы изменения параметра пористости *P*п для всей исследованной коллекции образцов в зависимости от эффективного давления (рис.2). Выявлено, что зависимость среднего значения параметра пористости от эффективного давления при переходе от атмосферных условий к пластовым условиям (эффективное давление 37,5МПа) и

дальнейшем снижении пластового давления на 10,1МПа можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,98 описать степенной зависимостью:

$$P_{п} = 38{,}293 \cdot P_{эф}^{0{,}0987} \quad (3)$$

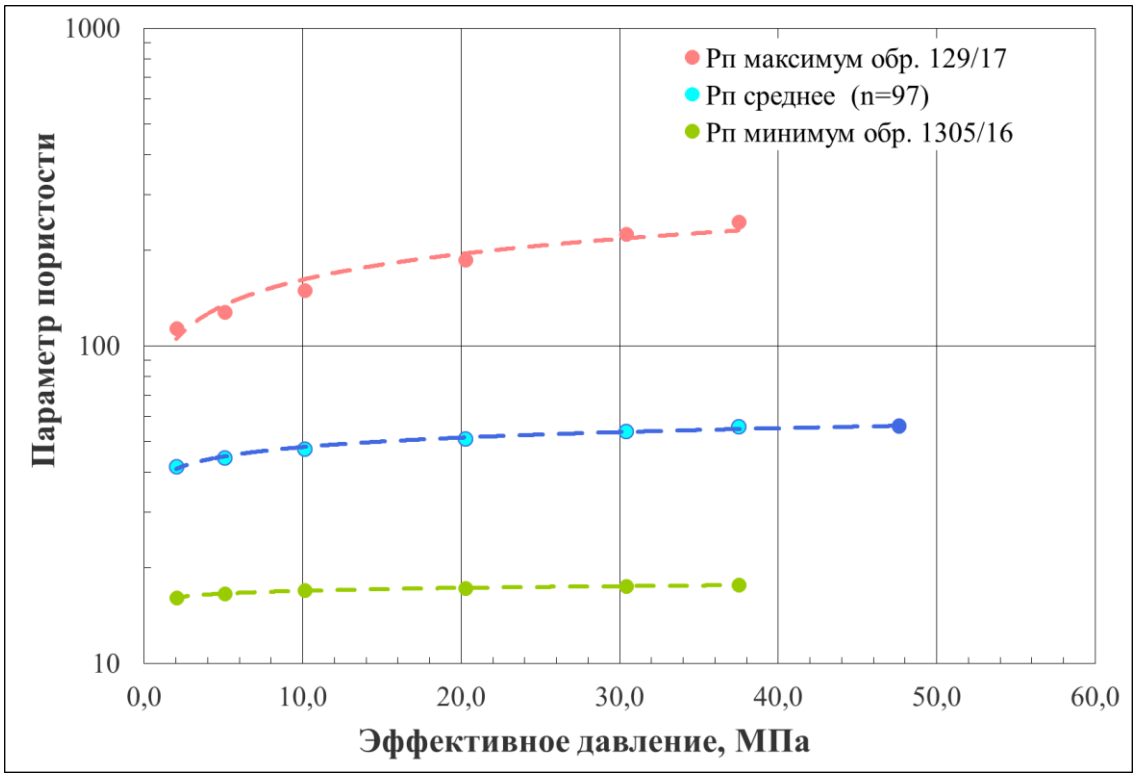



Рис.2. Изменения параметра пористости горных пород от эффективного давления.

**Сжимаемость порового пространства.** Как известно, изменения пористости зависят от сжимаемости порового пространства $B_{пор}$ и сжимаемости твердой фазы (скелета) горной породы. Изменения скелета пренебрежимо малы (в 200-300 раз), по сравнению со сжимаемостью пор при увеличении эффективного давления. На рисунке 3 приведены средние значения коэффициента сжимаемости порового пространства при переходе от атмосферных к пластовым условиям (эффективное давление 37,5МПа) и дальнейшем снижении пластового давления на 10,1МПа.

Экспериментально полученные изменения коэффициента сжимаемости порового пространства для всей исследованной коллекции образцов в зависимости от эффективного давления показали, что зависимость среднего значения коэффициента сжимаемости от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описать экспоненциальной зависимостью:

$$B_{пор} = 0{,}00464 \cdot e^{-0{,}0297 \cdot Pэф} \quad (4)$$

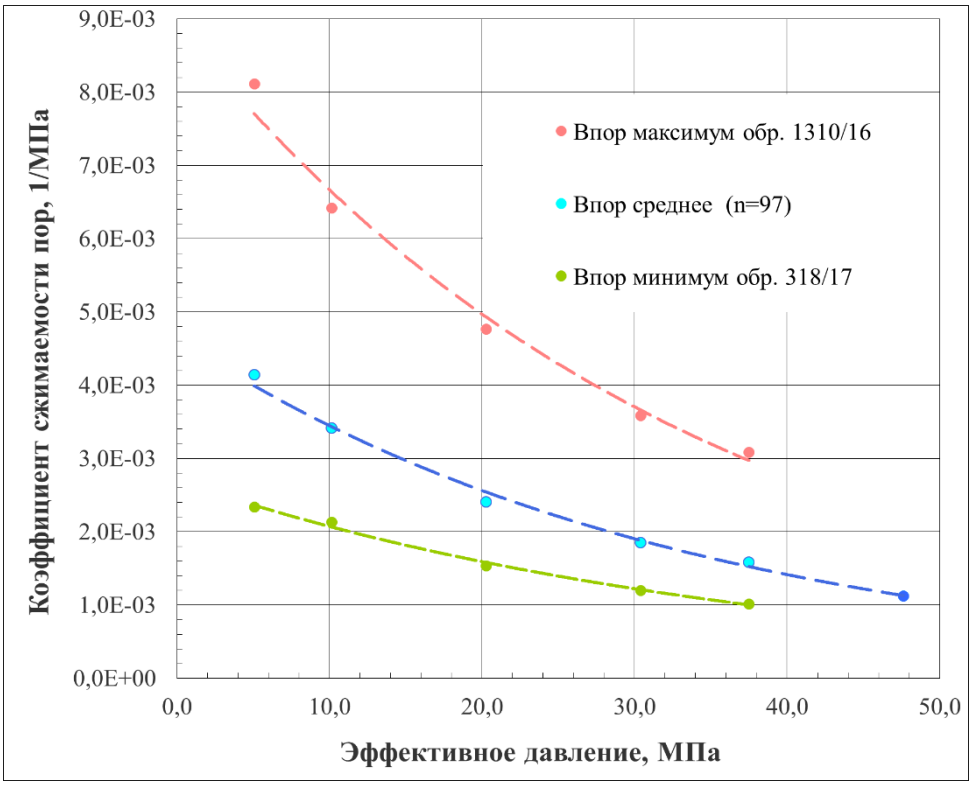
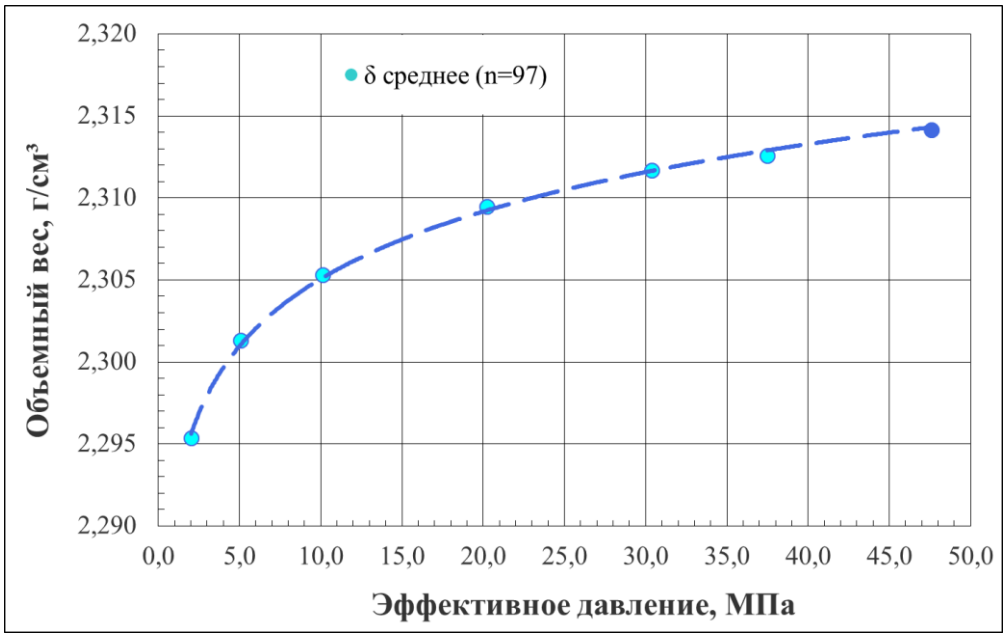



Рис.3. Изменения коэффициента сжимаемости порового пространства от эффективного давления.

**Объёмный вес**. Снижение коэффициента пористости, обусловленное ростом эффективного давления, приводит к росту объёмного веса $\delta$ горных пород. На рисунке 4 приведены изменения объёмного веса горных пород при переходе от атмосферных условий к условиям, моделирующим пластовые и дальнейшем снижении пластового давления на 10,1МПа.

Рис.4. Изменения объёмного веса от эффективного давления.




С учетом изменения объёма порового пространства, и предполагая плотность минерального скелета неизменной, были рассчитаны значения

объёмного веса образцов в зависимости от эффективного давления. Выявлено, что зависимость среднего значения объёмного веса от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описать степенной зависимостью:

$$\delta = 2{,}291 \cdot P_{эф}^{0{,}0026} \quad (5)$$

В связи с тем, что упругие свойства горных пород определяют их поведение при изменении напряженного деформированного состояния пласта, были проведены экспериментальные исследования зависимости скоростей (продольных и поперечных) упругих волн и ряда упругих модулей (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль сдвига, модуль объёмного сжатия) при увеличении эффективного давления.

**Скорости упругих волн.** Были рассмотрены изменения скорости распространения продольной и поперечной упругих волн для всей исследованной коллекции образцов (рис.5) в зависимости от эффективного давления и выявлено, что зависимость среднего значения скорости продольной волны от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описать степенной зависимостью:

$$\upsilon_p = 3{,}853 \cdot P_{эф}^{0{,}0532} \quad (6)$$

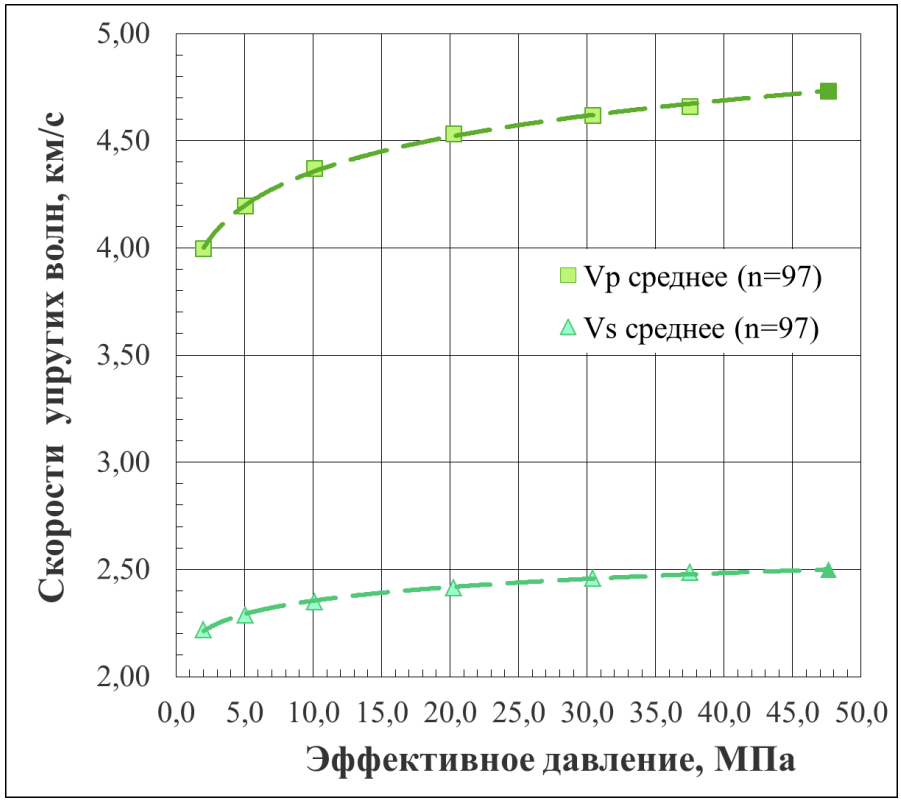



Рис.5. Изменения скорости продольных волн горных пород от эффективного давления.

Изменения среднего значения скорости распространения поперечной упругой волны для всей исследованной коллекции образцов (рис.5) в

зависимости от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описать степенной зависимостью:

$$\upsilon_s = 2{,}1536 \cdot P_{эф}^{0{,}03863} \quad (7)$$

На рисунке 5 приведены изменения средних значений скоростей упругих волн при переходе от атмосферных условий к пластовым условиям и дальнейшем снижении пластового давления на 10,1МПа.

**Упругие модули**. Для расчетов упругих модулей (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, модуль объёмного сжатия, модуль сдвига) динамическим способом применяли общеизвестные формулы.

***Коэффициент Пуассона.*** Были рассмотрены изменения коэффициента Пуассона для всей исследованной коллекции образцов в зависимости от эффективного давления (рис.6) и выявлено, что зависимость среднего значения коэффициента Пуассона от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,93 описать степенной зависимостью:

$$\mu = 0{,}27 \cdot P_{эф}^{0{,}033} \quad (8)$$

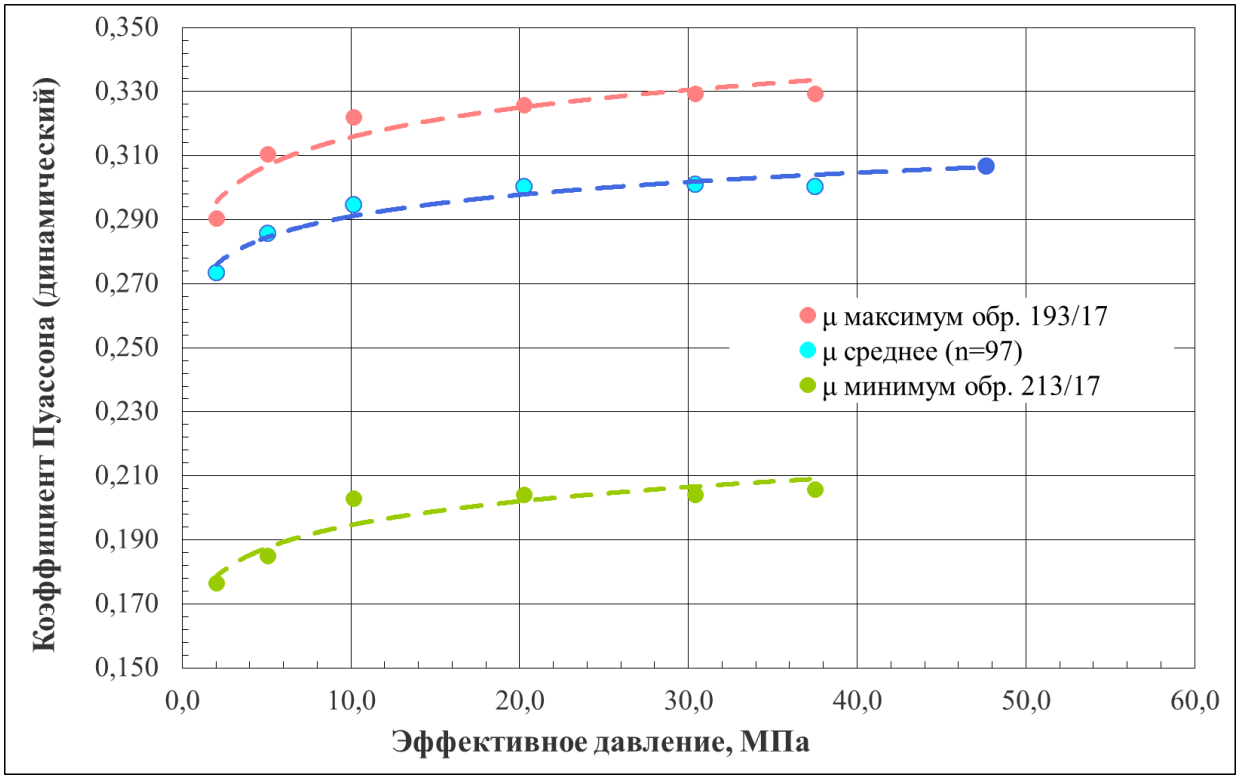



Рис.6. Изменения коэффициента Пуассона горных пород от эффективного давления.

На рисунке 6 приведены изменения среднего значения коэффициента Пуассона от эффективного давления и показаны крайние значения для конкретных образцов с максимальным и минимальным значением коэффициента Пуассона по всей исследованной коллекции.

***Модуль Юнга, модуль объёмного сжатия, модуль сдвига.*** На рисунке 7 приведены изменения средних значений модуля Юнга *E*, модуля объёмного сжатия *K* и модуля сдвига *G* от эффективного давления и по всей исследованной коллекции. Изменения средних значений этих модулей для всей исследованной коллекции образцов (рис.7) в зависимости от эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описать степенными зависимостями:

$$E = 27{,}456 \cdot P_{эф}^{0{,}08636} \quad \text{модуль Юнга} \quad (9)$$

$$K = 20{,}35 \cdot P_{эф}^{0{,}1255} \quad \text{модуль объёмного сжатия} \quad (10)$$

$$G = 10{,}81 \cdot P_{эф}^{0{,}0794} \quad \text{модуль сдвига} \quad (11)$$

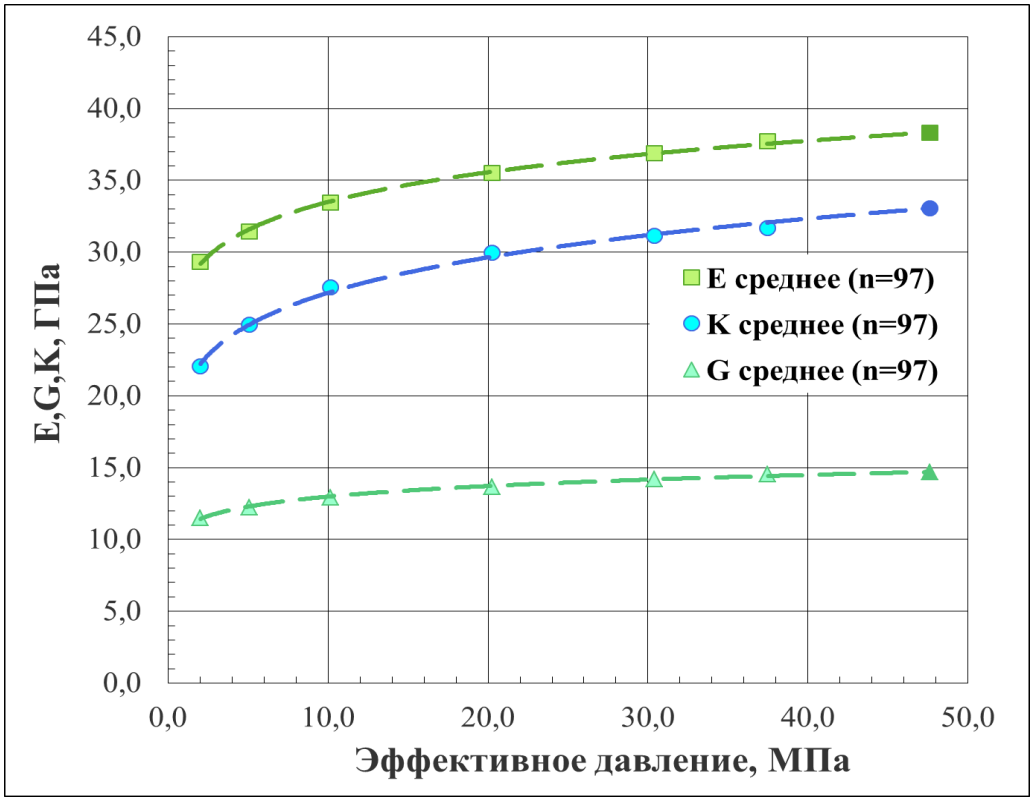



Рис.7. Изменения упругих модулей *E, G, K* от эффективного давления.

**Газопроницаемость.** Были рассмотрены изменения проницаемости по газу коллекции сухих образцов при росте эффективного давления (рис.8) и выявлено, что зависимость среднего значения проницаемости по газу от эффективного давления с высокой степенью достоверности аппроксимации $R^2$=0,99 описывается степенной зависимостью:

$$K_{пр.г.} = 222{,}922 \cdot P_{эф}^{-0{,}0712} \quad (12)$$

На рисунке 8 приведены изменения среднего значения проницаемости по газу от эффективного давления и показаны крайние значения для конкретных образцов с максимальным и минимальным значением проницаемости по газу по всей исследованной коллекции.

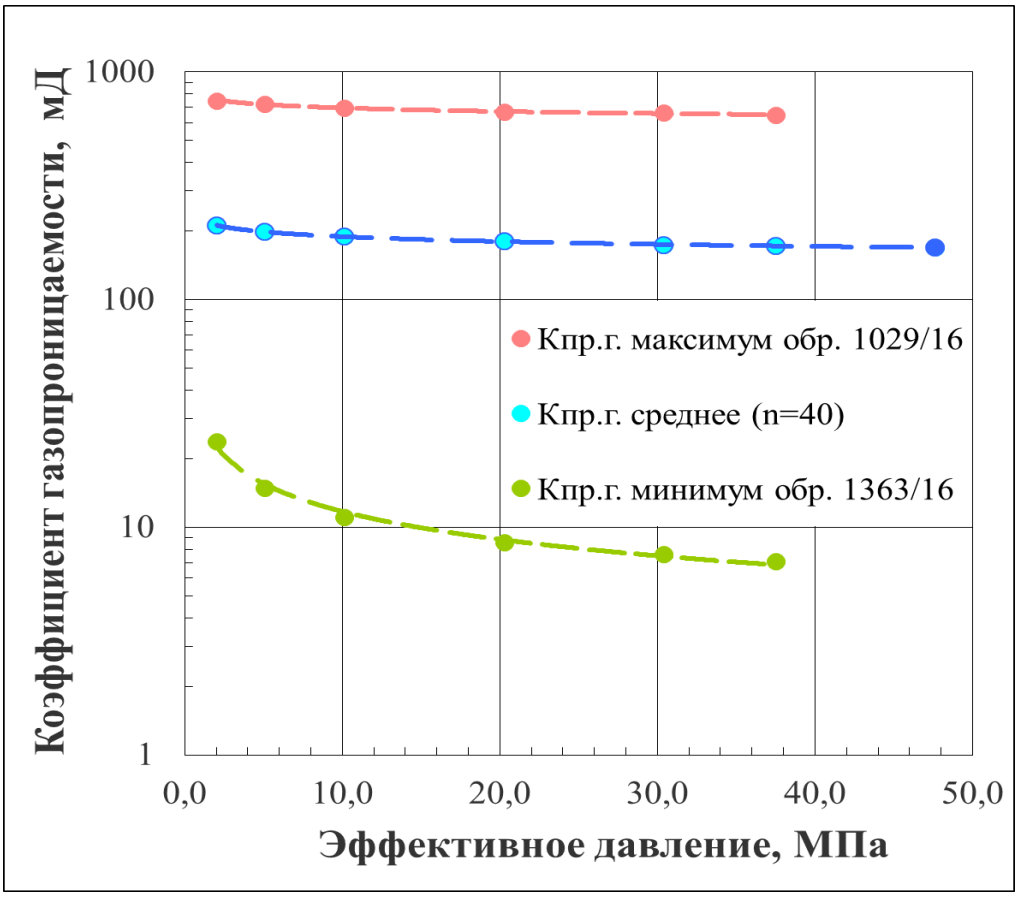



Рис.8. Изменения проницаемости по газу горных пород от эффективного давления.

Для более наглядного представления изменений проницаемости по газу все образцы были сгруппированы по четырем классам согласно классификации Ханина [6] и нормированы на величину газопроницаемости при эффективном давлении 2,0МПа (атмосферные условия). На рисунке 9 приведены эти относительные изменения среднего значения проницаемости по газу от эффективного давления для каждого из четырех классов и получены уравнения, позволящие описать эти изменения:

$$K_{пр.\,37,5}/\,K_{пр.\,2,0} = 1{,}05 \cdot P_{эф}^{-0{,}055} \qquad R^2=0{,}96 \qquad \text{2 класс n=2} \qquad (17)$$

$$K_{пр.\,37,5}/\,K_{пр.\,2,0} = 1{,}05 \cdot P_{эф}^{-0{,}070} \qquad R^2=0{,}99 \qquad \text{3 класс n=30} \qquad (18)$$

$$K_{пр.\,37,5}/\,K_{пр.\,2,0} = 1{,}06 \cdot P_{эф}^{-0{,}100} \qquad R^2=0{,}96 \qquad \text{4 класс n=21} \qquad (19)$$

$$K_{пр.\,37,5}/\,K_{пр.\,2,0} = 1{,}27 \cdot P_{эф}^{-0{,}409} \qquad R^2=0{,}99 \qquad \text{5 класс n=1} \qquad (20)$$

Проницаемость по газу образцов горных пород в пластовых условиях при 37,0МПа составляет от 0,30 до 0,85 по отношению к проницаемости в атмосферных условиях, составляя в среднем 0,67.

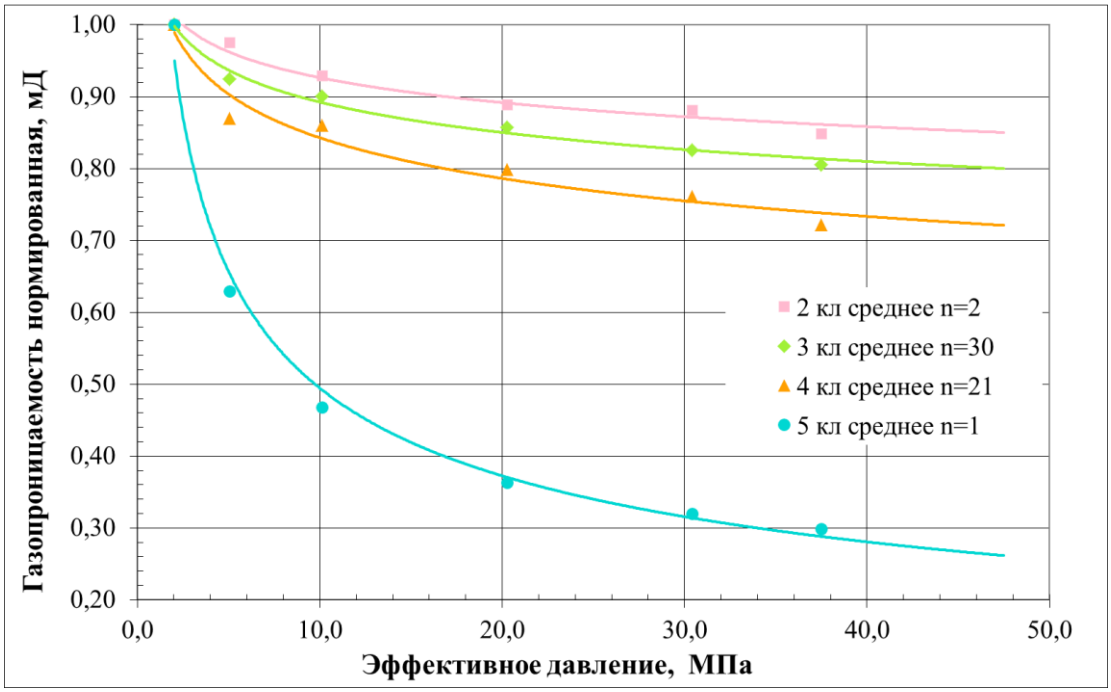



Рис.9. Нормированные изменения проницаемости по газу горных пород различных классов от эффективного давления.

При увеличении эффективного давления с 37,5 до 47,6МПа снижение проницаемости для образцов 2-4 классов коллекторов в среднем составило 0,66%, а максимальное снижение было отмечено у образца коллектора 5 класса, которое составило 9,93% относительно газопроницаемости при эффективном давлении 37,5МПа.

**Заключение**. Данные об изменениях фильтрационно-емкостных свойств и комплекса петрофизических параметров проанализированы с точки зрения их зависимости от величины эффективного давления действующего в пласте и получены, в первом приближении, оценки их изменений при росте эффективного давления с 37,5 до 47,6МПа (таблица).

| ***Петрофизический параметр*** | ***Характер зависимости*** | ***Единицы измерения*** | ***Абсолютное изменение*** | ***Относительное изменение*** |
|---|---|---|---|---|
| **Коэффициент пористости, *К*п** | Степенная, рост | % | ***0.072*** | ***0.568%*** |
| **Параметр пористости, *Р*п** | Степенная, рост | безразмерный | ***0.478*** | ***0.860%*** |
| **Сжимаемость пор, *В*пор** | Экспоненциальная, снижение | 1/МПа | ***4.55E-04*** | ***28.73%*** |
| **Объемный вес, δ** | | г/см$^3$ | ***0.00156*** | ***0.067%*** |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Степенная, рост | | | |
| **Vp, скорость продольной волны** | Степенная, рост | км/с | ***0.072*** | ***1.55%*** |
| **Vs, скорость поперечной волны** | Степенная, рост | км/с | ***0.015*** | ***0.59%*** |
| **Коэффициент Пуассона, μ** | Степенная, рост | безраз-мерный | ***0.0064*** | ***2.13%*** |
| **Модуль Юнга, *E*** | Степенная, рост | ГПа | ***0.617*** | ***1.64%*** |
| **Модуль объёмного сжатия, *K*** | Степенная, рост | ГПа | ***1.380*** | ***4.36%*** |
| **Модуль сдвига, *G*** | Степенная, рост | ГПа | ***0.169*** | ***1.16%*** |
| **К-т проницаемости по газу, *К*пр** | Степенная, снижение | мД | ***3.153*** | ***1.83%*** |

В связи с нелинейным характером изменений петрофизических параметров необходимо проведение дополнительных исследований образцов горных пород месторождения в термобарических условиях, моделирующих пластовые условия, для уточнения этих зависимостей.

Полученные данные могут быть использованы как для оценки изменений пластовых условий в процессе разработки Тас-Юряхского месторождения по данным ГИС-контроля, так и для прогноза изменений свойств продуктивных коллекторов, обусловленных ростом эффективного давления.

**Литература**.

1. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин / – М.: Недра. 1965. – 163с.

2. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород / Ю.О. Кузьмин, В.С Жуков / М.: Издательство МГГУ. 2004. - 262с.

3. Жуков В.С. Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа / В.С. Жуков // Бурение и нефть - 2006. - №1. - С.8-9

4. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А.Матвиенко, З.Б. Стефанкевич / - М.: Недра. 1979. - 224с.

5. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород / В.Н. Дахнов – М.: Недра. 1975. - 334с.

6. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов /А.А. Ханин / - М.: «Недра». 1976. - 295с.

УДК 519.222:621.643.8

# СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИСТЕМЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ БАЛАНСОВЫХ КАРТ

Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В рамках реализации Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» дочерние общества ПАО «Газпром» достигли значительных результатов в части уменьшения потерь природного газа при добыче, транспортировке, подземном хранении, переработке и распределении. Экономия природного газа нарастающим итогом за 2010-2016 гг. представлена на рисунке 1.

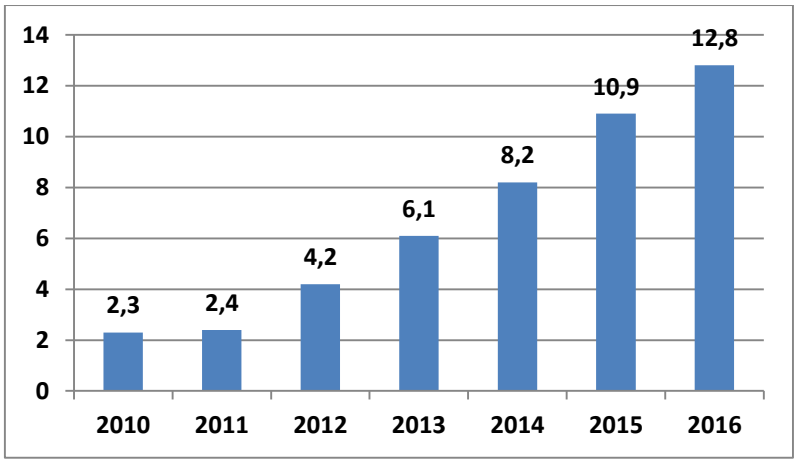



**Рисунок 1 – Экономия природного газа за 2010-2016 гг. нарастающим итогом, млрд. м$^3$**

По итогам реализации Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» в 2015 г. экономия природного газа составила 2255,3 млн. м$^3$.

**Таблица 1 - Итоги реализации Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» в 2015 г.**

| **Вид деятельности** | **Природный газ, млн. м$^3$** | **Электроэнергия, млн. кВт/ч** | **Тепловая энергия, тыс. Гкал** |
|---|---|---|---|
| Добыча газа, конденсата, нефти | 315,7 | 14,9 | 15,4 |
| Транспорт газа | 1906 | 203,3 | 60,7 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Подземное хранение газа | 11,7 | 0,9 | - |
| Переработка газа, конденсата и нефти | 17 | 36,8 | 127,8 |
| Распределение газа | 4,9 | 4,7 | 1,1 |
| **Всего** | **2255,3** | **260,6** | **205** |
| **Всего, тыс. тонн у.т.** | **2571** | **84,7** | **29,3** |

Наибольшая экономия ТЭР приходится на магистральный транспорт газа за счет выполнения большого комплекса энергосберегающих мероприятий:

- сокращение расхода газа на технологические нужды ЛЧ МГ, ГРС (37,7%);
- оптимизация режимов работы технологических объектов ГТС (20,4%);
- реконструкция и модернизация технологического оборудования КС (14,5%);
- улучшение технического состояния ГПА за счет проведения ремонтных работ (13,0%);
- сокращение потерь газа на технологических объектах КС, ЛЧ МГ, ГРС (8,7%);
- прочие (5,7%).

До момента подачи газа конечному потребителю, природный газ должен пройти через газораспределительную систему, в которой величина потерь достигает существенных значений. Учитывая, что газораспределительная система России является одной из самых разветвленных и протяженных в мире, величина экономии ТЭР в системе распределения газа может быть увеличена, прежде всего, за счет уменьшения технологических потерь газораспределительных организаций (ГРО). Именно в системе распределения природного газа видится серьезный энергосберегающий потенциал.

В соответствии с [5] технологические потери рассчитываются следующим образом:

$$Q_{\text{тп}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{нб}} \ , \qquad (1)$$

где $Q_{\text{ут}}$ – утечки газа, которые представляют собой неорганизованное поступление в атмосферу газа в виде ненаправленных потоков в результате негерметичности оборудования;

$Q_{\text{нб}}$ – «мнимые» потери газа, обусловленные небалансом системы учета газа, которые носят случайный характер и могут быть как положительными, так и отрицательными.

$Q_{\text{нб}}$ также называют разбалансом природного газа. Стоит отметить, что величина разбаланса является виртуальным объемом газа, т.е. он не выбрасывается в атмосферу. Причинами разбаланса могут быть: погрешность измерений (случайного и неслучайного характера), технологические потери, аварийные ситуации, изменение режимов

перекачки газа, учет газа у населения, закрытие объемов при снятых счетчиках и корректорах (ремонт, поверка), сложность учета газа вследствие перетоков в сетях газораспределения и другие [6-9].

В соответствии с [2] классификация потерь природного газа в системах газораспределения представлена на рисунке 2.

**Рисунок 2 – Классификация потерь природного газа в системах газораспределения**

К мнимым потерям ($Q_{нб}$) относят количество газа, полученное и полезно используемое потребителем, но неучтенное (и поэтому неоплаченное), вследствие несовершенства методов контроля и учета расхода газа.

В свою очередь, действительные потери делятся на две группы:

- эксплуатационные утечки газа в газопроводах и оборудовании, а также потери газа при проведении сливо-наливных операций на ГНС, ГНП, АГЗС, резервуарных установках;
- аварийные выбросы газа при повреждении газопроводов и оборудования.

К эксплуатационным утечкам газа относятся потери газа через разъемные соединения (вследствие их негерметичности) на газопроводах, арматуре и оборудовании [2].

В результате выполнения операций коммерческого и оперативного учета газа происходит формирование баланса газа ГРО за отчетный период (сутки, месяц, год), который может быть представлен в виде уравнения:

$$Q_{п} = Q_{сн} + Q_{тн} + Q_{ав} + Q_{пт} + Q_{пр}\ , \qquad (2)$$

где $Q_{п}$ – количество поступающего от поставщика газа;
$Q_{сн}$ – количество газа, расходуемое на собственные нужды;
$Q_{тн}$ – количество газа, расходуемое на технологические нужды;
$Q_{ав}$ – количество газа, расходуемое на проведение аварийных работ;
$Q_{пт}$ – потери газа в системах газораспределения;

$Q_{пр}$ – количество газа, реализованное газораспределительной организацией промышленным потребителям и населению.

Следует отметить, что несанкционированный отбор и незаконные врезки оказывают существенное влияние на итоговый баланс газа ГРО, при этом являясь «физическими» потерями газа, однако данная величина не входит ни в действительные, ни в мнимые потери согласно классификации [2]. В связи с этим предлагается доработка имеющейся классификации с учетом возможного несанкционированного отбора и незаконных врезок в сети ГРО. Обновленная классификация потерь природного газа в системах газораспределения представлена на рисунке 3.

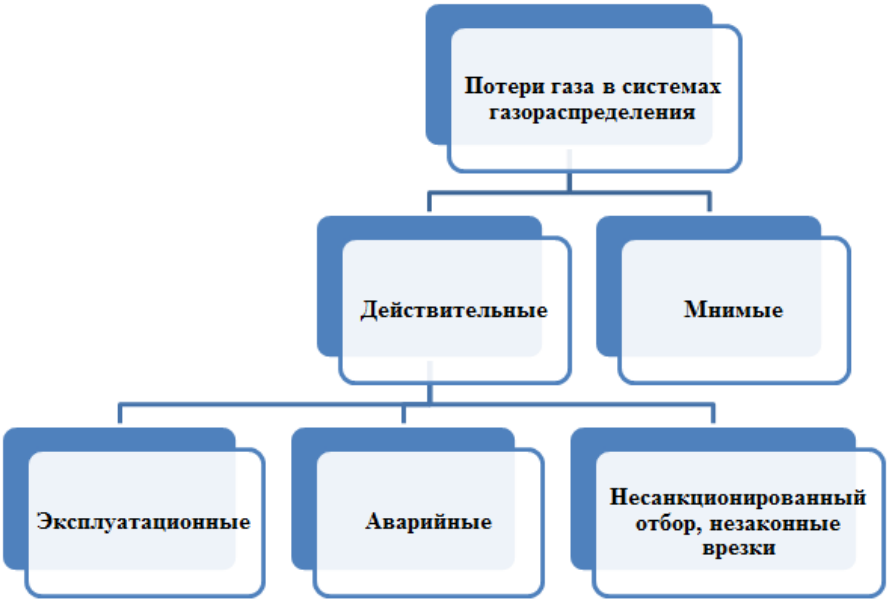



**Рисунок 3 – Обновленная классификация потерь природного газа в системах газораспределения**

В настоящее время разработано множество нормативных документов, в которых описаны мероприятия, позволяющие снизить потери природного газа в системе газораспределения.

В соответствии с [2] предложения по снижению потерь следующие:

1. повышение герметичности систем газоснабжения за счет применения новых видов оборудования, арматуры и уплотнительных материалов, а также совершенствования организации и профилактического обслуживания систем газоснабжения эксплуатационными службами;
2. совершенствование материалов и оборудования, применяемого для пассивной и активной защиты от электрохимической коррозии газопроводов, своевременного нахождения повреждений изоляции, включая новые виды изоляционных материалов, современных конструкций катодных станций и приборной техники нового поколения на основе микропроцессоров, а также переход на использование полиэтиленовых труб, не подверженных коррозии;

3. использование нового высокотехнологичного оборудования для ГНС, ГНП и АГЗС, обеспечивающего минимальные потери газа;
4. совершенствование приборной техники диагностирования и контроля герметичности элементов систем газоснабжения природным и сжиженным газом;
5. проведение профилактических мероприятий по предупреждению повреждений подземных и надземных газопроводов строительной техникой и транспортными средствами.

Немного иной подход к решению вопроса снижения потерь природного газа в сетях ГРО раскрывается в [4]. В данном нормативном документе предложены следующие энергосберегающие мероприятия:

1. внедрение систем и технических устройств телемеханики (телеметрии) для контроля и управления технологическими процессами;
2. применение схем продувки газопроводов и других объектов систем газоснабжения без сброса газа в атмосферу;
3. внедрение оборудования для врезки в газопровод без снижения давления;
4. применение в ПРГ оборудования с увеличенными сроками между техническим обслуживанием и текущим ремонтом;
5. внедрение системы оценки технического состояния объектов газораспределительных систем на базе современных средств диагностики и контроля состояния объектов для определения остаточного ресурса и установления предельного срока эксплуатации;
6. применение высокочувствительных газоанализаторов для проверки герметичности подземных газопроводов;
7. пресечение незаконных врезок, выявление несанкционированного отбора газа;
8. использование в сетях газораспределения клапанов безопасности «Газ-Стоп»;
9. оснащение ПРГ регулирующим оборудованием в прогрессивной компоновке с последовательной установкой регулятора-монитора и регулятора;
10. использование при строительстве и реконструкции линейной части и ПРГ в качестве запорной арматуры вместо традиционных задвижек современных шаровых кранов с необслуживаемыми сальниковыми камерами;
11. применение современных прокладочных и уплотнительных материалов для запорно-регулирующей арматуры сетей газораспределения.

Большинство энергосберегающих мероприятий невозможно представить без мониторинга технического состояния газопроводов. В процессе эксплуатации газораспределительной системы должны

выполняться следующие регламентные работы по мониторингу технического состояния:

1) проверка состояния охранных зон газопроводов;
2) технический осмотр (осмотр технического состояния) подземных и надземных газопроводов;
3) техническое обследование подземных газопроводов;
4) оценка технического состояния подземных и надземных газопроводов;
5) техническое диагностирование подземных газопроводов.

Периодичность проведения проверок состояния охранных зон газопроводов должна устанавливаться эксплуатационной организацией самостоятельно с учетом плотности застройки территории, гидрогеологических условий эксплуатации и прокладки газопроводов, но не реже сроков проведения технического осмотра газопроводов [1].

Техническое обследование подземных газопроводов делится на плановое и внеплановое.

Первое плановое техническое обследование полиэтиленовых и стальных газопроводов должно проводиться через 15 лет после ввода их в эксплуатацию. Последующие плановые технические обследования полиэтиленовых газопроводов должны проводиться не реже одного раза в 10 лет, стальных газопроводов - не реже одного раза в пять лет.

Внеплановое техническое обследование отдельных участков стальных газопроводов должно проводиться:

1. при обнаружении сквозных коррозионных повреждений;
2. при суммарных перерывах в работе электрозащитных установок (если защита газопровода не была обеспечена другими средствами ЭХЗ) в течение календарного года более одного месяца - в зонах опасного действия блуждающих токов, более шести месяцев - в остальных случаях.

Техническое обследование подземных газопроводов проводится с применением специальных приборов, позволяющих выявлять места повреждения изоляции и утечек газа без вскрытия грунта и дорожных покрытий.

Однако плановое техническое обследование довольно растянуто по срокам проведения, а основания для внепланового обследования – имеют очень узкую направленность. То есть при наличии утечки газа из-за дефекта, не обнаруженного при техническом осмотре газопровода, пройдет значительный период времени до планового технического обследования. За этот промежуток времени потери газа могут достичь существенной величины в зависимости от множества факторов. Все это отразится на месячном и годовом балансе ГРО. В связи с этим предлагается проводить анализ системы газораспределения на предмет наличия утечек, используя статистически накопленную информацию по сведению коммерческого

баланса газа за определенный период. Для этого необходимо выполнить построение балансовых карт. Балансовая карта – статистическая карта, демонстрирующая контрольные границы возможного отклонения величины потерь при сведении баланса газа на определенной газораспределительной станции (ГРС) или системы закольцованных ГРС. При значительном отклонении от границ балансовой карты необходимо проводить внеплановое техническое обследование подземных газопроводов. Стоит также учесть, что описанные мероприятия целесообразно выполнять, убедившись в корректности учета газа как со стороны поставщика, так и со стороны конечного потребителя.

Если учет газа корректный, то верхнюю контрольную границу примем равной $(\overline{Q_{\text{пт}}} + \sigma)$, а нижнюю $(\overline{Q_{\text{пт}}} - \sigma)$, где $\sigma$ – среднеквадратичное отклонение, $\overline{Q_{\text{пт}}}$ – среднее арифметическое значение $Q_{\text{птi}}$. Среднеквадратичное отклонение характеризует рассеивание значений случайной величины ($Q_{\text{пт}}$ – случайная величина) относительно ее математического ожидания. Среднеквадратичное отклонение рассчитывается следующим образом:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_1^{\text{n}}(Q_{\text{птi}} - \overline{Q_{\text{пт}}})^2}{\text{n} - 1}}, \qquad (3)$$

где n – количество суток в отчетном периоде.

Для анализа рассмотрим данные потерь $Q_{\text{пт}}$ за отчетный месяц при поставке газа через ГРС №1.

**Таблица 3 – Данные $Q_{\text{пт}}$, тыс. м$^3$ за отчетный период**

| Дата | Qпт, м3 | Дата | Qпт, м3 |
|---|---|---|---|
| **1** | 455 | **16** | -258 |
| **2** | 356 | **17** | -365 |
| **3** | 258 | **18** | -451 |
| **4** | 249 | **19** | -852 |
| **5** | -111 | **20** | -922 |
| **6** | -81 | **21** | -1025 |
| **7** | 11 | **22** | -1121 |
| **8** | 251 | **23** | -1055 |
| **9** | 135 | **24** | -1089 |
| **10** | 289 | **25** | -1100 |
| **11** | 191 | **26** | -1357 |
| **12** | 140 | **27** | -1432 |
| **13** | 85 | **28** | -1253 |
| **14** | -7 | **29** | -1100 |
| **15** | -191 | **30** | -1053 |

На основании таблицы (3) и формулы (3) рассчитывается верхняя и нижняя контрольная граница, а также формируется балансовая карта, которая представлена на рисунке 4.

Верхняя граница: $\overline{Q_{\text{пт}}} + \sigma = -415 + 623 = 208$

Нижняя граница: $\overline{Q_{\text{пт}}} - \sigma = -415 - 623 = -1038$

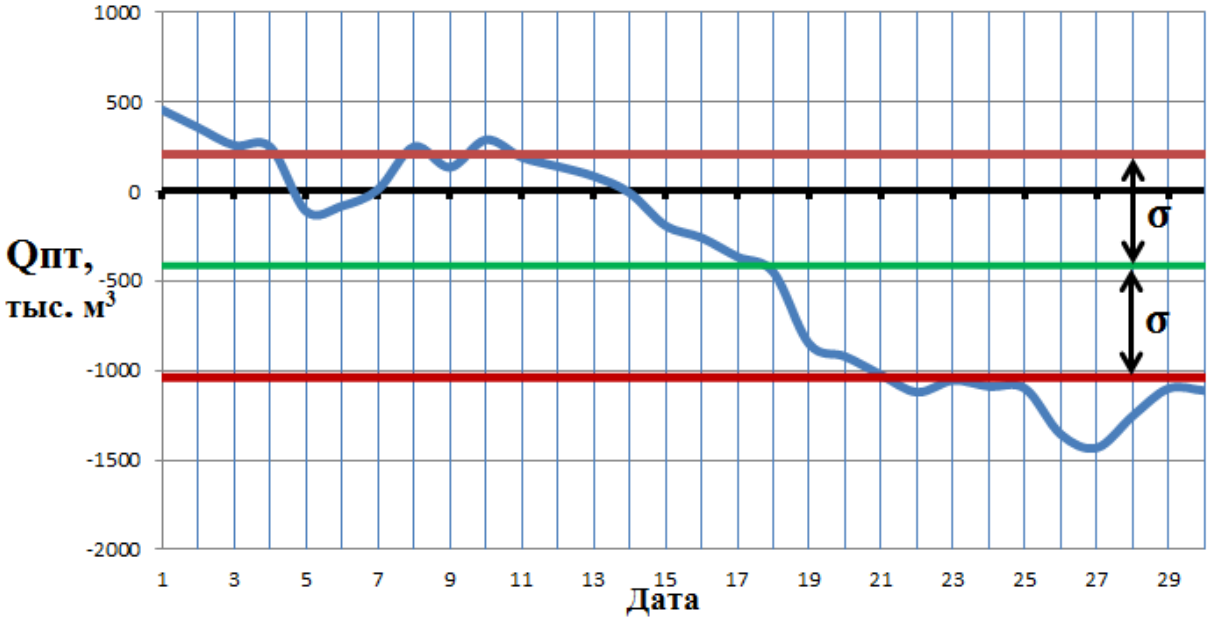



**Рисунок 4 – Балансовая карта газораспределительной системы**

Внеплановое техническое обследование газопроводов следует проводить при выходе значений $Q_{\text{пт}}$ за контрольные границы, которые выделены красным цветом. В представленном случае требуется проведение внепланового технического обследования газопроводов.

Помимо технического обследования выполняется техническое диагностирование газопроводов на основании результатов оценки технического состояния газопроводов (если они имеются). Оценка технического состояния проводится не реже одного раза в 5 лет – для стальных подземных и не реже одного раза в 10 лет – для полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов. Первая плановая оценка технического состояния стальных подземных газопроводов должна проводиться через 30 лет, полиэтиленовых и стальных надземных – через 40 лет после ввода их в эксплуатацию.

Техническое диагностирование делится на плановое и внеплановое.

Плановое техническое диагностирование подземных газопроводов должно проводиться:

1. по результатам проведения оценки технического состояния газопроводов;
2. по достижении срока эксплуатации, установленного в проектной

документации, эксплуатационной документации изготовителя технических устройств.

Внеплановое техническое диагностирование газопроводов проводится:

1. при изменении категории газопроводов по давлению газа;
2. после аварий, не связанных с механическими разрушениями газопроводов;
3. после воздействия на газопроводы грунта в результате его деформации (например: просадки, оползневые явления, размывы, пучения);
4. после землетрясения силой свыше 6 баллов;
5. по решению владельца газопровода;
6. по предписанию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [3].

Пункты 5 и 6 являются довольно субъективными для технической оценки. В связи с этим решение о начале проведения диагностических работ можно принимать исходя из проведения анализа балансовых карт, как в случае с внеплановым техническим обследованием. Это позволит получить основания для проведения внепланового технического диагностирования газопроводов, в том числе без оценки его технического состояния, что приведет к значительной экономии материальных, трудовых и временных ресурсов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация.

2. РД 153-39.4-079-01 Методика определения расхода газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа.

3. Приказ Федеральной службы по экологическому,

технологическому и атомному надзору от 06.02.2017 №47 «Об утверждении Руководства по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов».

4. СТО Газпром Газораспределение 2.8-2013 Методика расчета эффективности энергосберегающих и инновационных мероприятий при разработке и реализации программ ОАО «Газпром газораспределение».

5. Хворов Г.А., Козлов С.И., Акопова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром»//Газовая промышленность. – 2013. - №12. - С. 66-69.

6. Павловский М.А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе//Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. - №1. – С. 69-74.

7. Игнатьев А.А. Оценка причины разбаланса объемов газа в системе «поставщик-потребитель»//Газовая промышленность. – 2010. - №6. - С. 20-22.

8. Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2017. - № 6. С. 14–20.

9. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения//Газ России. – 2015. - №4. - С. 36-41.

# ДАТАЦЕНТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИЕЙ В 3D ПРОЕКТИРОВАНИИ

Тарасов Н.С.
(научный руководитель: профессор Безкоровайный В.П.)
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс проектирования верхних строений морских нефтегазовых сооружений (МНГС) недостаточно проработан, что при невысоком уровне автоматизации проектирования затрудняет принятие эффективных инженерных решений. Возникают проблемы и при управлении (менеджменте) проектированием, в частности, при 3D моделировании.

Далее рассматривается модель процесса проектирования 3D модели верхних строений МНГС предпринята попытка формализовать процесс 3D проектирования с использованием программного обеспечения Oracle Primavera и предлагается создание единого информационного пространства, а именно системы управления инженерными данными на базе 3D модели (датацентрической системы управления информацией) при помощи отечественной системы «Неосинтез».

Для выполнения проектных работ в компаниях задействованы от нескольких десятков до нескольких сотен сотрудников, время реализации проекта, как правило, лимитировано. Следовательно, возникает задача комплексного управления работами, для чего используется технология процесса 3D проектирования верхних строений МНГС.

Первым этапом процесса является разработка технического предложения (Рис.1). Это подбор стандартов, на разработку схемы техпроцесса, выполнения эскиза компоновки верхних строений МНГС, что, в свою очередь, включает уточнение местонахождения объекта и его климатических условий; разработку правил и обозначений отделом КИПиА; создание документов для утверждения заказчиком эскизного проекта. В подготовке статьи использованы гипотетические сроки и ресурсы по проекту.

Рисунок 1. Разработка технического предложения

Специфика 3D проектирования требует этапа подготовки к созданию непосредственно 3D модели, поэтому после разработки технического предложения, вторым этапом следует эскизное проектирования (Рис.2). На данном этапе производится детализация компоновки платформы, расчёт прочности металлоконструкций и бетонных сооружений, проверка характеристик оборудования, уточнение стоимости комплектующих и материалов и так далее.

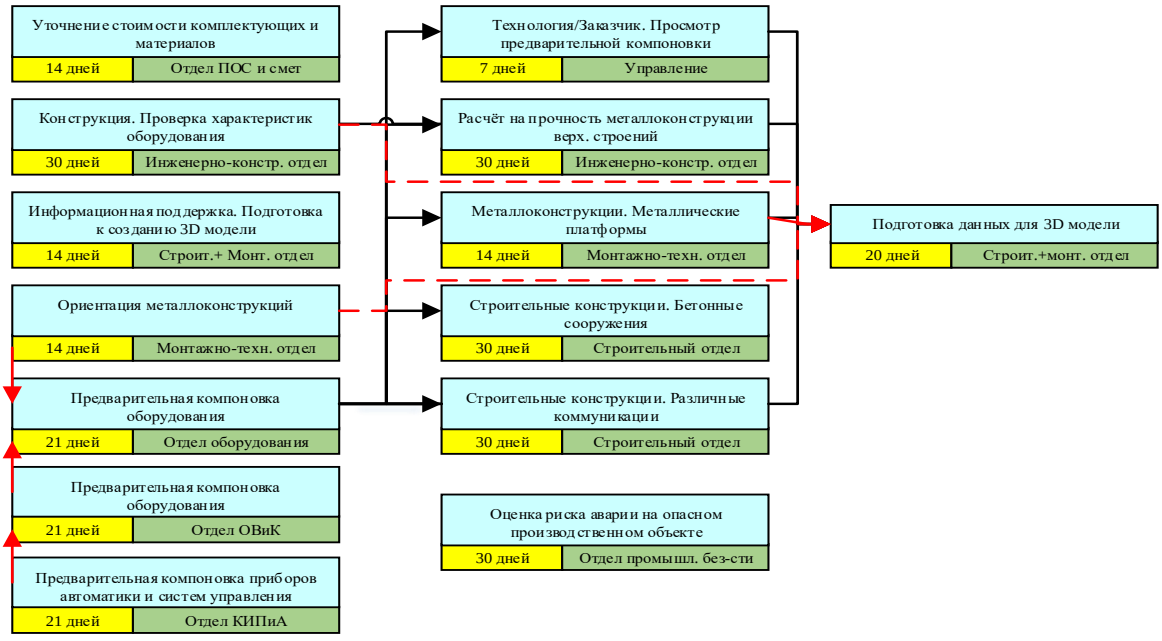



Рисунок 2. Эскизное проектирование

Далее следует рабочее проектирование (Рис. 3), где выполняется непосредственно разработка 3D модели, подготовка изометричек монтажным отделом, выполнение прочностных расчетов сооружений, которые находятся на платформе на различные внешние воздействия и

многие другие работы. Завершением рабочего проектирования является просмотр 3D модели ведущими специалистами отделов и заказчиком.

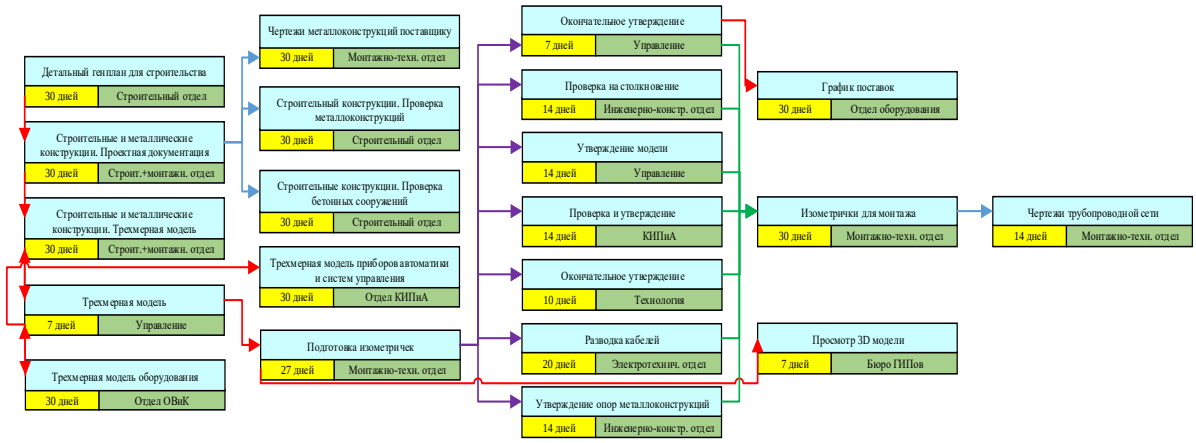



Рисунок 3. Рабочее проектирование

Следующими этапами процесса является выпуск чертежей и завершающая фаза (Рис.4). В эти этапы входит выпуск ведомостей чертежей, проверка количества комплектующих и материалов, изоляции, электрических сетей и так далее. На завершающей фазе передаётся документация и сама 3D модель заказчику.

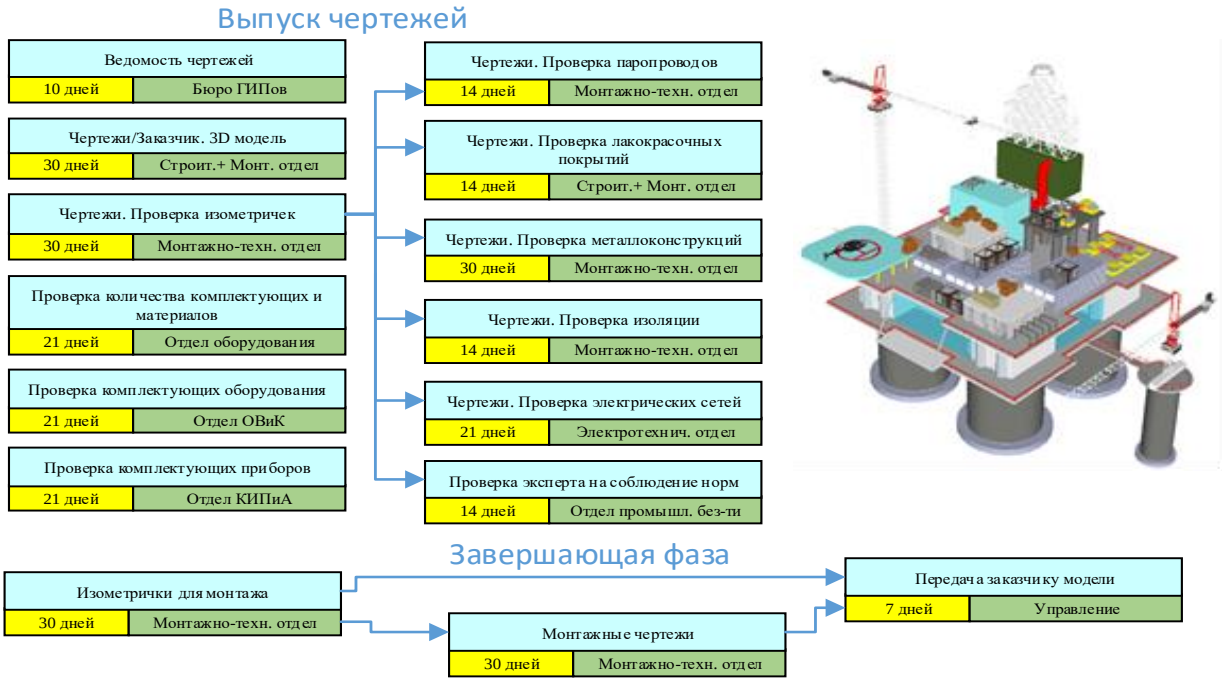



Рисунок 4. Выпуск чертежей и завершающая фаза

На основании рассмотренных этапов разработан календарный план в виде диаграммы Ганта (Рис.5) с использованием автоматизированной системы управления на основе ПО Oracle Primavera. Проставленные зависимости и срок выполнения каждого процесса, что позволяет получить

итоговый срок выполнения работы. Программа позволяет отслеживать в реальном времени технологию создания 3D модели.

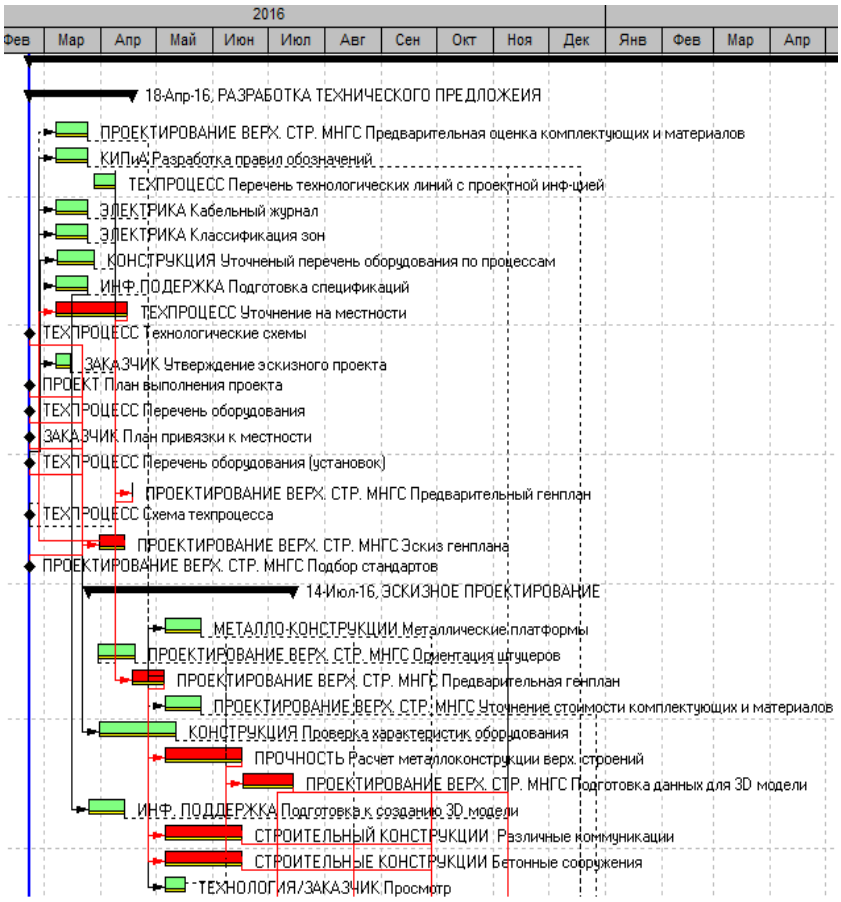



Рисунок 5. Часть диаграммы Ганта

Документооборот с использованием автоматизированной информационной системы называют электронным документооборотом.

В части работы с инженерными документами (3D-модель, схемы, чертежи и пр.) системы электронного документооборота можно разделить на три больших класса:

- Неспециализированные системы электронного документооборота - СЭД (Directum, Documentum, SharePoint и др.);
- Системы инженерного документооборота - СИД (Autodesk Vault, ProjectWise, «КОМПАС» и др.);
- Система управление инженерными данными - СУИД (SmartPlant Foundation, Enovia, НЕОСИНТЕЗ, TeamCenter и др.).

Неспециализированные СЭД в основном представляются собой коробочное решение и в части работы с инженерными документами характеризуются работой исключительно с файлами документов (чертежей, спецификаций, 3D-моделей и др.). Т.е., работа с инженерными данными в рамках данных систем ничем не отличается от работы, например, с документом Microsoft Word или Microsoft Excel.

Системы инженерного документооборота – СИД – предоставляют продвинутую по сравнению с СЭД функциональность при работе с инженерными документами. Примером такой функциональности является:

- Формирование основных надписей и штампов по СПДС, ЕСКД и др.;
- Общие настройки и стили для всех пользователей САПР;
- Шаблонизация чертежей и спецификаций;
- Ссылки между файлами чертежей;
- Коллективная работа над САПР-проектом;
- Функциональность «красного карандаша»;
- Интеграция с САПР предприятия;
- и др.

Вышеперечисленные возможности СИД являются огромным плюсом в сравнении с неспециализированными СЭД и позволяют не просто «хранить» документы в системе, а осуществлять коллективную одновременную работу над проектом большой группы заинтересованных специалистов и организаций – проектных институтов, подрядных организаций, заказчика, контролирующих организаций и др.

Системы управления инженерными данными – СУИД – дополнительно позволяют работать с семантическими данными САПР (информацией о конкретных инженерных объектах – трубопроводах, арматуре, оборудовании, колоннах, перекрытиях и пр.). Также основным отличием и преимуществом данного класса систем является переход к датацентрической модели: работа ведётся не с документом или файлом, а напрямую со всеми данными проекта. В свою очередь, файлы и документы – лишь часть этого массива данных. На рисунке 6 представлен пример основного принципа работы СУИД, когда документация – лишь маленькая часть информации об объекте.

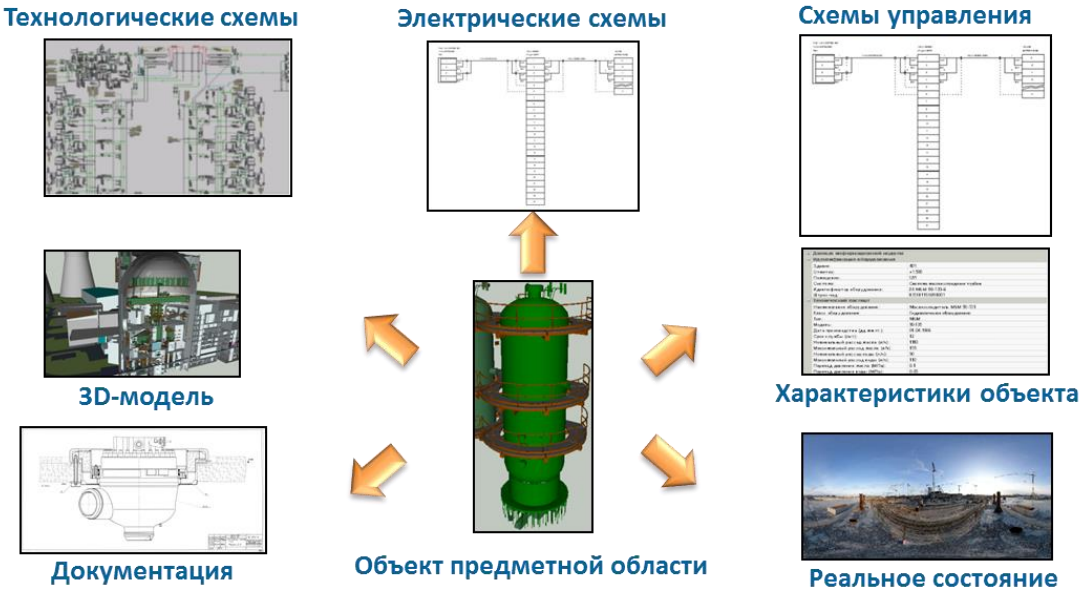



Рисунок 6. Основной принцип СУИД

Используя принцип датацентричности, СУИД позволяет «описать» любой объект предметной области – от болта до сложного технологического оборудования, а также сохранить любые данные об этих объектах.

На рисунке 7 представлен пример функциональной структуры объекта (Предприятие – Система – Подсистема – Оборудование), выполненной в СУИД.

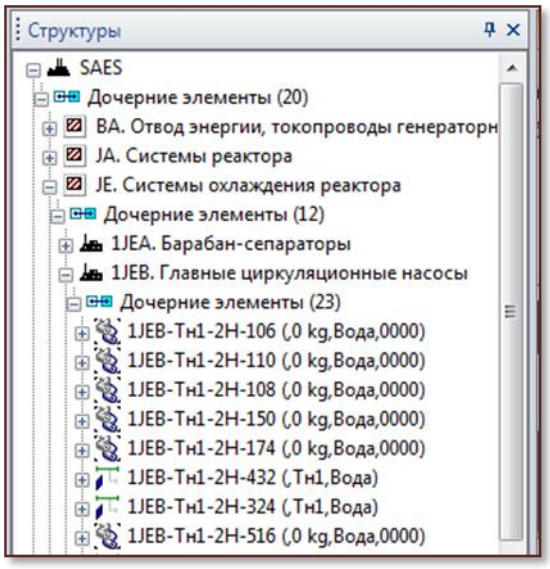



Рисунок 7. Пример функциональной структуры объекта, выполненной в СУИД

СУИД может использоваться не только для электронного документооборота, но и позволяет решать широкий спектр других прикладных задач – это может быть и календарно-сетевое планирование, и формирование различных аналитических отчётов, и интеграция с АСУТП предприятия, risk- и knowledge-management и многое другое.

Подытоживая, СУИД позволяет:

- Автоматизировать и организационно-распределительный и технический документооборот предприятия;
- Сохранять все данные по объекту на всех стадиях жизненного цикла объекта (проектирование, строительство, эксплуатация и пр.);
- Получить дополнительную специфическую функциональность, связанную с процессом деятельности самого объекта.

Таким образом, в рамках текущих и будущих проектов предлагается использовать именно СУИД, которая не только выполнит задачу автоматизации технического документооборота, но и позволит эффективно работать со всем массивом данных по объекту, начиная с проектирования и заканчивая эксплуатацией.

Технология процесса 3D проектирования верхних строении МНГС имеет корпоративный характер и находится на различных уровнях развития,

её нет в постановлении правительства РФ 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и СНиП 11-01-95 «Инструкция порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений». Данная работа может ориентировать специалистов по использованию современных методов проектирования МНГС и так же выполнять обучающую функцию по процедуре создания 3D модели объекта.

Список литературы:

1. Дроздов С.В., Безкоровайный В.П. Инжиниринг типового единого информационного пространства реализации нефтегазовых проектов// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2012. — № 8. — С. 15-22.

2. Группа компаний «НЕОЛАНТ»: [Электронный ресурс]. М., 2004-2017. URL:http://neolant.ru. (Дата обращения 15.06.2017).

# КОМПЛЕКСНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕКОТОРЫХ МОРФОСТРУКТУР ЦЕНТРАЛЬНОГО ТИПА И ИХ СВЯЗЬ С МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ НЕФТИ И ГАЗА

Харитонов А.Л.
(ИЗМИРАН)

По теоретическим предположениям, высказанным в работах [1, 2], автором была выявлена количественная корреляционная взаимосвязь расположения месторождений различных типов полезных ископаемых и морфоструктур центрального типа. Рассмотрим возможные природные механизмы образования морфоструктур центрального типа. По результатам интерпретации физических полей глубинное строение многих крупных морфоструктур центрального типа, как будет показано ниже, часто определяется термальными мантийными плюмами. По данным дешифрирования космических снимков поверхности рельефа на территории Российской Федерации (РФ) различными авторами было выявлено множество морфоструктур центрального типа (МСЦТ) разного вида и размера (от нескольких сотен метров до нескольких тысяч километров) (рис. 1).

Рис. 1. Пример различных морфоструктур центрального типа, расположенных на территории Российской Федерации.

Большинство этих морфоструктур центрального типа возникло в

разные периоды, в процессе геологической эволюции Земли. Морфоструктуры центрального типа на территории Российской Федерации имеют различный возраст и различные виды физических механизмов их образования, определяющих их морфологические поверхностные и глубинные особенности и их пространственные размеры. Известно, что имеется несколько различных физических механизмов образования морфоструктур центрального типа: магматический (термический плюм, магмато-вулканический, грязе-вулканический), метеоритный, дегазационно-взрывной, тектонический (цилиндрические дайки), метаморфический, сейсмический, комплексный. Отмечают разные поверхностные морфологические особенности морфоструктур центрального типа на территории Российской Федерации: кольцевые валообразные, спиралевидные и конусообразные поверхностные структуры. Пространственные размеры выявленных разновозрастных морфоструктур центрального типа, наблюдаемые на территории Российской Федерации колеблются от нескольких сот метров до тысяч километров в диаметре. Примеры некоторых морфоструктур центрального типа, расположенных на территории Российской Федерации, выявленных по комплексу различных геолого-геофизических данных и данных дешифрирования космических снимков приведены на рис. 1 и 2.

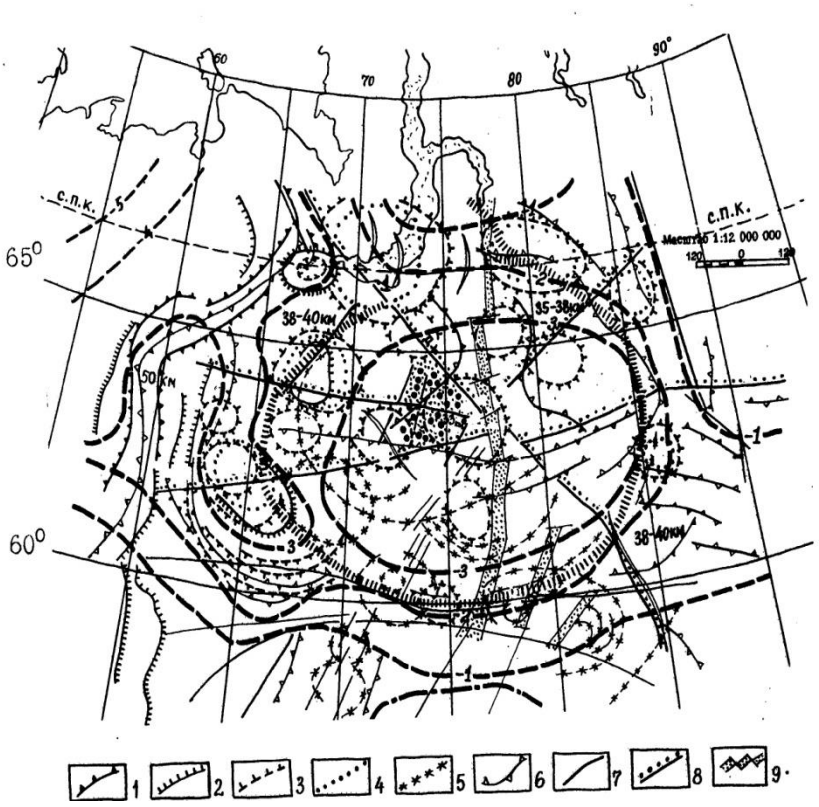



Рис. 2. Комплексная геолого-геофизическая схема расположения Обской морфоструктуры центрального типа первого порядка и некоторых дочерних

морфоструктур второго порядка (Ямало-Ненецкой, Гыданской, Сосьвинская) по данным корреляции значений аномального магнитного и гравитационного полей: 1 – уступы, выраженные в рельефе; 2 – тектонические разломы, ограничивающие прогибы; 3 – контуры подножий, брахиформных поднятий; 4 – контуры сводовых частей брахиформных поднятий; 5 – тектонические элементы сводовых поднятий, выделенных другими исследователями; 6 – оси новейших поднятий; уступы рельефа по данным космических фотоснимков, 6 – оси простирания мезозойских и палеозойских структур, 7 – безамплитудные разломы; 8 – глубинные литосферные разломы; 9 – триасовые палеорифтовые системы; 10 - уступы поверхности Мохоровичича; 11 – простирание складчатых структур фундамента; 12 - изодинамы отрицательных значений аномального магнитного поля; 13 - изодинамы нулевых значений аномального магнитного поля; 14 – значения мощности земной коры в километрах.

На Западно-Сибирской платформе имеются и структуры центрального типа меньшего порядка, которые образуются в бортовых зонах структур центрального типа первого порядка, таких как Обская МСЦТ. В качестве примера можно привести дочерние морфоструктуры второго порядка, такие как, Ямало-Ненецкая МСЦТ, Гыданская МСЦТ, расположенные на севере от основной Обской МСЦТ и расположенная на западе от нее – Сосьвинская МСЦТ (рис. 2).

## Методы исследования

Для выявления морфоструктур центрального типа в пределах территории Российской Федерации, помимо геолого-геофизических данных, были использованы материалы дешифрирования космических снимков. Целым рядом авторов [4, 6, 8] было отмечено, что с уменьшением разрешающей способности космических изображений, то есть генерализацией космических изображений, из них может быть извлечена структура земной коры все более глубоких ее горизонтов. Кроме того, было установлено, что более надежная корреляционная связь проявляется между результатами космических изображений и геофизическими полями, а не с геологическими материалами, изображенными на региональных геологических картах.

## Теоретические представления о структурах центрального типа

Хорошо известно, что на ранней стадии эволюционного формирования Земли произошло образование гигантских (тысячи километров) древнейших морфоструктур центрального типа первого порядка – нуклеаров, проявляющихся на поверхности Земли в виде огромных кольцевых валообразных структур, которые также можно наблюдать на многих планетах Солнечной системы. Большинство гигантских (тысячи километров в диаметре) морфоструктур центрального

типа (нуклеаров) образовалась в результате возникновения мантийных термических плюмов и суперплюмов, внедрившихся в земную кору из мантии в определенный геохронологический период эволюции Земли. К морфоструктурам центрального типа первого порядка на территории Российской Федерации и стран СНГ можно отнести Балтийскую (4), Украинскую (7), Московскую (8), Прикаспийскую (9), Обскую (10) и некоторые другие (рис. 3). Как показывает статистика [1, 2] в пределах многих из этих структур центрального типа уже найдены большие месторождения газообразных (газ), жидких (нефть) и твердых (уголь) углеводородов.

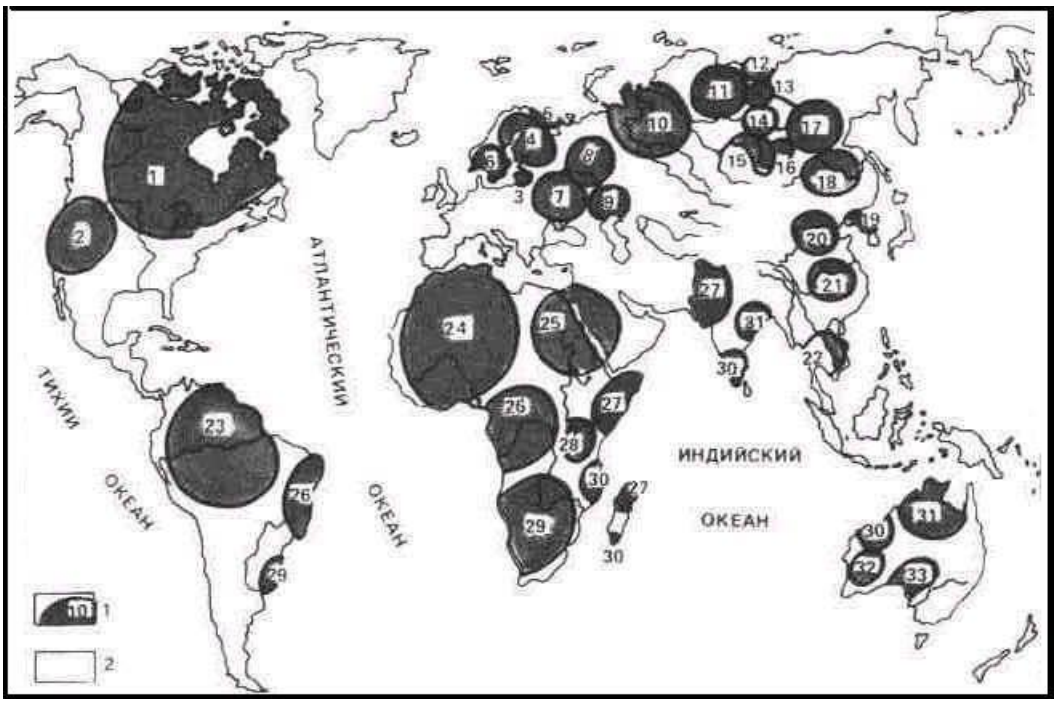



Рис. 3. Схема расположения основных морфоструктур центрального типа первого порядка (нуклеаров) на континентальной части поверхности Земли [3].

Глубинные морфологические особенности плюмо-магматических морфоструктур центрального типа, выявленных в пределах территории Российской Федерации, в общем виде можно представить следующим образом (рис. 4).

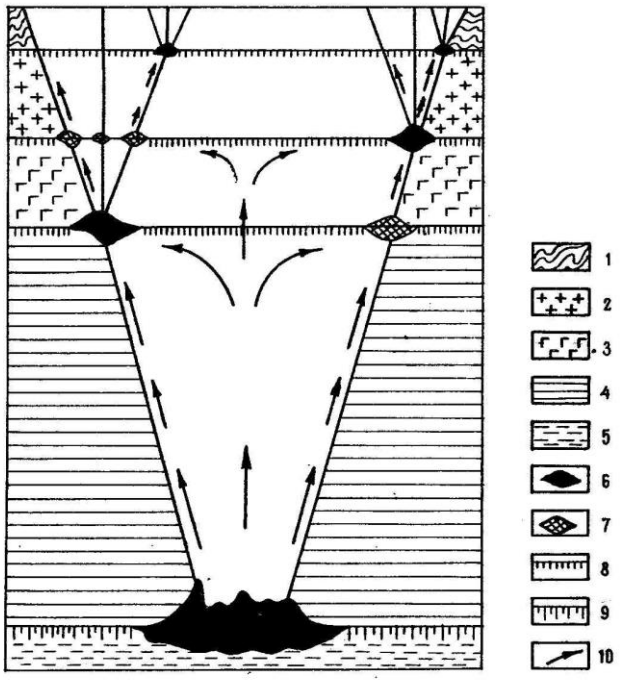



Рис. 4. Схема глубинного строения плюмовых морфоструктур центрального типа. 1 – породы «осадочного» слоя земной коры; 2 – породы «гранитного» слоя земной коры; 3 – породы «базальтового» слоя земной коры; 4 – породы литосферного слоя мантии Земли; 5 – породы астеносферного слоя мантии Земли; 6 – скопление рудных полезных ископаемых на пересечении субгоризонтальных границ физических слоев Земли и субвертикальных границ МСЦТ; 7 - скопление газофлюидных полезных ископаемых на пересечении субгоризонтальных границ физических слоев Земли и субвертикальных границ МСЦТ; 8 – границы, разделяющие физические слои земной коры; 9 – границы, разделяющие физические слои мантии Земли; 10 – направление субвертикального потока тепломассопереноса вещества мантии к поверхности Земли.

В недрах Земли, в результате продвижения из мантии к поверхности Земли магматических образований, так называемых термических плюмов [1], образуется усеченная воронкообразная глубинная структура, по граничным (кольцевым) зонам которой винтообразно продвигаются к поверхности газотермальные и гидротермальные потоки в результате периодических процессов глубинной дегазации Земли [2].

## Геолого-геофизическая интерпретация данных, приведенных на схеме дешифрирования космических снимков

На схеме дешифрирования космического снимка (рис. 2) отчетливо выделяются кольцевые структуры, расположенные вдоль краевого шва. Кольцевые структуры обусловлены гранито-гнейсовыми образованиями фундамента. На северном обрамлении Западно-Сибирской плиты, в районе

нижней части реки Обь отчетливо выделяется региональная кольцевая Обская морфоструктура центрального типа первого порядка.

По результатам комплексных геолого-геофизических исследований [7] и данных дешифрирования космических снимков [5] были построены схематические глубинные разрезы земной коры, пересекающие Обскую МСЦТ (рис. 5).

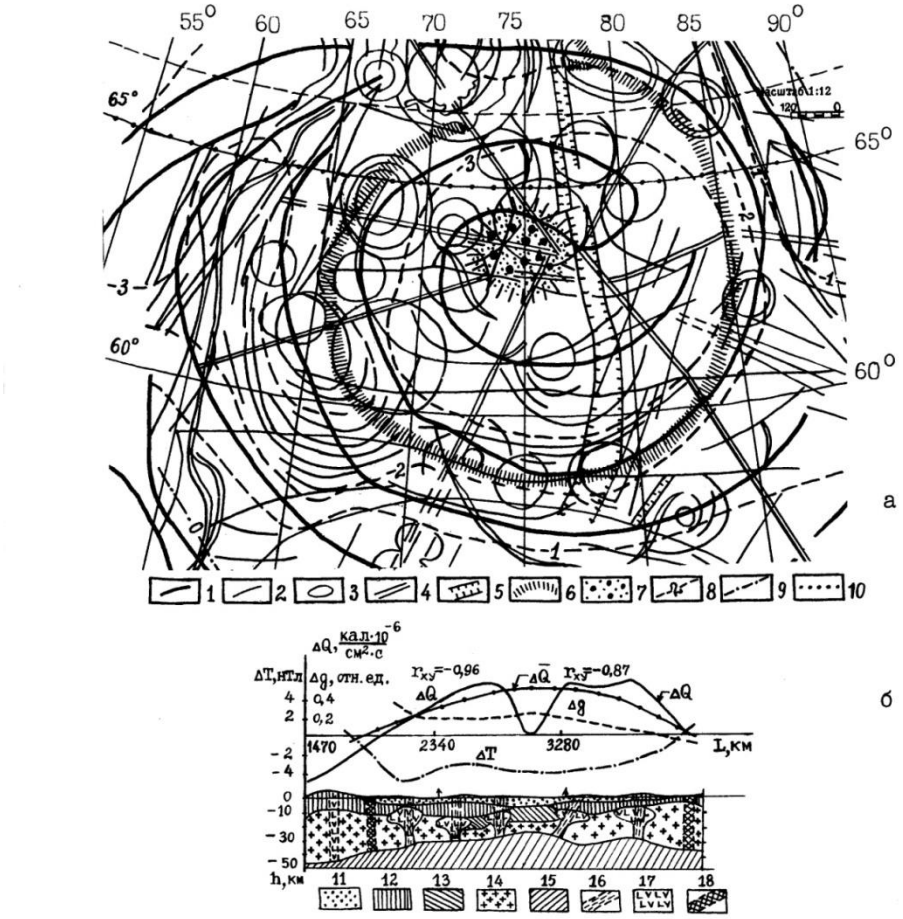



Рис. 5. Глубинное геолого-геофизическое строение земной коры под Обской морфоструктурой центрального типа: а – схема строения Обской МСЦТ: 1 – оси высокой проницаемости земной коры; 2 – безамплитудные разломы; уступы, выраженные в рельефе; 2 – тектонические разломы, ограничивающие прогибы; 3 – контуры брахиформных поднятий и структур центрального типа меньшего порядка; 4 – глубинные литосферные разломы; 5 – триасовые палеорифтовые системы; 6 - уступы поверхности Мохоровичича; 7 – блоки земной коры с наименьшей мощностью; 8 – изодинамы отрицательных значений аномального магнитного поля; 9 - изодинамы нулевых значений аномального магнитного поля; 10 – линия прохождения корреляционного профиля и геолого-геофизического разреза. б – разрез глубинного строения земной коры Обской МСЦТ: 11 – осадочные формации чехла Западно-Сибирской плиты (ЗСП); 12 – формационные

комплексы герцинид ЗСП; 13 – структурно-вещественные комплексы байкалид ЗСП по геолого-геофизическим данным; 14 – области распространения глубинных горизонтов коры ЗСП; 15 – верхняя мантия; 16 – зоны повышенной проницаемости земной коры; 17 – мантийные и коровые диапиры; 18 – краевые швы ЗСП; dQ – аномальные значения теплового потока из недр Земли; dg – значения аномалий гравитационного поля Земли; Qcp - усредненные значения теплового потока из недр Земли.

Из построенного геолого-геофизического разреза, пересекающего Обскую морфоструктуру центрального типа (рис. 5б) можно видеть, что на границе Мохоровичича имеется поднятие мантии амплитудой около 5 км. При этом комплексы глубинных горизонтов земной коры (14) значительно сокращены и образуют своеобразную воронку. Между горизонтами пород осадочного чехла в центре Обской МСЦТ расположена линза пород байкальского возраста (13). Кольцевая структура, оконтуривающая на поверхности Земли Обскую морфоструктуру центрального типа вместе с диапировыми структурами в глубине земной коры позволяют наметить субвертикальные глубинные границы этой МСЦТ. Как можно видеть из графика аномальных значений теплового потока (dQ), поступающего из недр Земли, кольцевая структура аномального теплового потока смещена на запад и восток относительно центра Обской морфоструктуры центрального типа, то есть в бортовые зоны МСЦТ, где расположены мантийные диапиры. Это говорит о том, что тепловой поток распространяется в соответствии с направлением более глубокой, чем земная кора, «корневой» мантийной структуры центрального типа. Кроме того, хорошо видно, что географическое расположение Обской морфоструктуры центрального типа (кольцевая структура, изображенная на рис. 2) совпадает с расположением наиболее продуктивной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, круговые границы которой оконтурены на карте полезных ископаемых РФ (рис. 6). Анализ физических полей (рис. 5б), измеренных над Обской МСЦТ показывает, что наблюдается наличие повышенных значений аномалий гравитационного и магнитного полей в центральной части МСЦТ и локальных минимумов в ее периферийных частях. При этом наблюдается наличие пониженных значений аномалий теплового потока в центре МСЦТ и локальных максимумов в ее бортовых зонах. По нашим данным более перспективными районами на поиск месторождений нефти и газа являются бортовые зоны морфоструктур центрального типа.

Рис. 6. Карта полезных ископаемых Российской Федерации. Лиловым цветом выделена наиболее продуктивная часть Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (и некоторые другие) на месте расположения Обской МСЦТ и ее дочерней Ямало-Ненецкой МСЦТ.

## Выводы

1. По результатам применения комплекса различных геолого-геофизических данных (аномального магнитного, гравитационного полей, дешифрирования космических снимков) на территории Российской Федерации выявлены основные морфоструктуры центрального типа первого порядка, в пределах которых уже найдены или идет разведка групп месторождений нефти и газа.

2. Построен комплексный геофизический разрез земной коры Обской МСЦТ, которые подтверждают теоретическое описание глубинного строения некоторых морфоструктур центрального типа, образованных мантийными термическими плюмами (Обский мантийный плюм).

3. Разработана система прогнозных признаков нефтегазоносности: 1) корреляция крупных морфоструктур центрального типа с ареалом повышенной нефтегазоносности входящих в нее территорий; 2) при этом наличие повышенных значений аномалий гравитационного и магнитного полей в центральной части МСЦТ; 3) наличие пониженных значений аномалий теплового потока в центре МСЦТ и локальных максимумов на бортах МСЦТ.

## Литература

1. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Гладков И.Н. Проблемы глубинной геодинамики и моделирование мантийных плюмов // Геология и геофизика, 1993, т. 4, № 12, с. 5-24.

2. Валяев Б.М. Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: особенности процессов нефтегазонакопления углеводородов. В кн. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со

дня рождения академика П.Н. Кропоткина). М.: ГЕОС, 2011, с. 390–404.

3. Кац Я.Г., Тевелев А. В., и др. Основы космической геологии. М.: Недра, 1988, 200 с.

4. Макаров В.П., Скобелев С.Ф., Трифонов В.Г. и др. Исследование природной среды космическими средствами // Геология и геоморфология. М.: Наука, 1974, т. 2, с. 9 – 42.

5. Пронин В.П., Лопатин Д.В. Корреляция геофизических полей. М.: ИЗМИРАН, 1991, 255 с.

6. Соловьев В. В Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-геоморфологического анализа. Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1978, 25 с.

7. Харитонов А.Л., Хассан Г.С., Серкеров С.А., Фонарев Г.А. и др. Использование комплекса спутниковых геофизических данных для изучения глубинных неоднородностей строения тектоносферы Земли в пределах Европейско-Африканского меридионального сектора // Исследование Земли из космоса, 2007, № 2, с. 34-42.

8. Яншин А.Л., Зятькова Л.К. Развитие и использование исследований природных явлений и ресурсов Сибири и на Дальнем Востоке // Исследование Земли из космоса, 1980, № 1, с. 40-48.

## Содержание

***Анисимов Д.И.***
Исследование возможности применения искусственных нейронных сетей для расчета эксплуатационных свойств нефтепродуктов……3
***Леонтьева А.И., Балобаева Н.Н., Аль Фадхли Кхазаал Хамид Кхазаал, Брянкина А.Н., Аль Рубайи Абдурахман Ахмет***
Анализ эффективности использования металлов в наноструктурированной форме в процессах каталитического крекинга нефтяного сырья (нефти, мазута, печного топлива)……..13
***Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Хохотов С.С., Ляхович В.А.***
Инновационный подход к переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья…….23
***Горева Т.С., Портнягин Н.Н.***
Построение модели сигнала сети на основе вейвлет – конструкции и модели авторегрессии проинтегрированного скользящего среднего……...27
***Белоусенко И.В., Портнягин Н.Н., Рябов Ю.Г., Ермаков К.В.***
Концепция блокирования прямых молниевых разрядов в электротехнические комплексы опасных производственных объектов…...37
***Мельникова Е.В., Ивченко О.В., Пылёв Е.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М., Ивченко М.В., Чурикова И.В.***
Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири…….44
***Карпенко О.В., Грушова Е.И.***
Интенсификация процесса обезмасливания гачей методом статической кристаллизации……..57
***Карташов К.В., Кудрявцева С.С.***
Операционная эффективность в логистической системе нефтедобывающих предприятий……...60
***Кондратенко В.В., Никитин И.М., Сузиков В.В.***
Исследования противоизносных свойств гидроочищенных реактивных топлив и их базовых компонентов……...66
***Кугай М.А., Маньшев Д.А.***
Обоснование требований к условиям испытаний моторного масла в ф-модели процесса хранения……...71
***Кузнецов О.А., Томина К.А., Кузнецова Е.О.***
Исследование возможности очистки природного газа с выделением диоксида углерода…….77
***Гуляев Д.Н., Лазуткин Д.М., Морозовский Н.С.***
Контроль разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов по данным гидродинамических исследований скважин…….82

***Леухин В.В.***
Повышение эффективности энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов……...92
***Мельников А.С., Мельникова Е.А., Брагина З.В***
Невыборка газа. Альтернативы решения для региональных компаний …..99
***Назаров И.Д.***
О возможности подтверждения факта выполнения работ корпоративными актами фиксации……..108
***Ольховикова Н.Ю., Остах С.В.***
Информационно-аналитическая система контроля локализации и обработки фенолсодержащих сред……113
***Тараканов Г.В., Нурахмедова А.Ф., Рамазанова А.Р., Савенкова И.В.***
Перспективные направления глубокой переработки газовых конденсатов……..122
***Ризванова М.А., Усманова Л.С.***
Развитие человеческих ресурсов в нефтегазовой отрасли……..127
***Самохвалов Н.И., Большаков М.Н., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф.***
Особенности сушки углеводородонасыщенных пород по данным аспирационной термомассометрии……....132
***Жуков В.С., Седнев М.В.***
Изменения физических свойств коллектора при моделировании роста эффективного давления (на примере Тас-Юряхского месторождения)….142
***Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С.***
Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт……152
***Тарасов Н.С.***
Датацентрическая модель управления информацией в 3D проектировании……...162
***Харитонов А.Л.***
Комплексный геолого-геофизический анализ некоторых морфоструктур центрального типа и их связь с месторождениями нефти и газа……....169

ISBN 978-5-91961-231-5

http://ap.gubkin.ru

**ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЁРЫ**

НЕДРА

Offshore [Russia]

OIL&GAS JOURNAL RUSSIA

**ОФИЦИАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЁРЫ**

Газовая промышленность

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

**МЕДИА-ПАРТНЁРЫ**

Нефтяное хозяйство WWW.OIL-INDUSTRY.RU

www.lawtek.ru ПравоТЭК

АИТ Автоматизация в нефтегазовой области

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Специализированный журнал Бурение & Нефть

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ГРУППА КОМПАНИЙ ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Neftegaz.RU

ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА

ТЕХЭКСПЕРТ

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ [теория и практика]