АЭРОКОСМИЧЕСКИЕ ГРР

БУДУЩЕЕ НЕФТЯНЫХ РЫНКОВ

МИНИШАХТЫ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

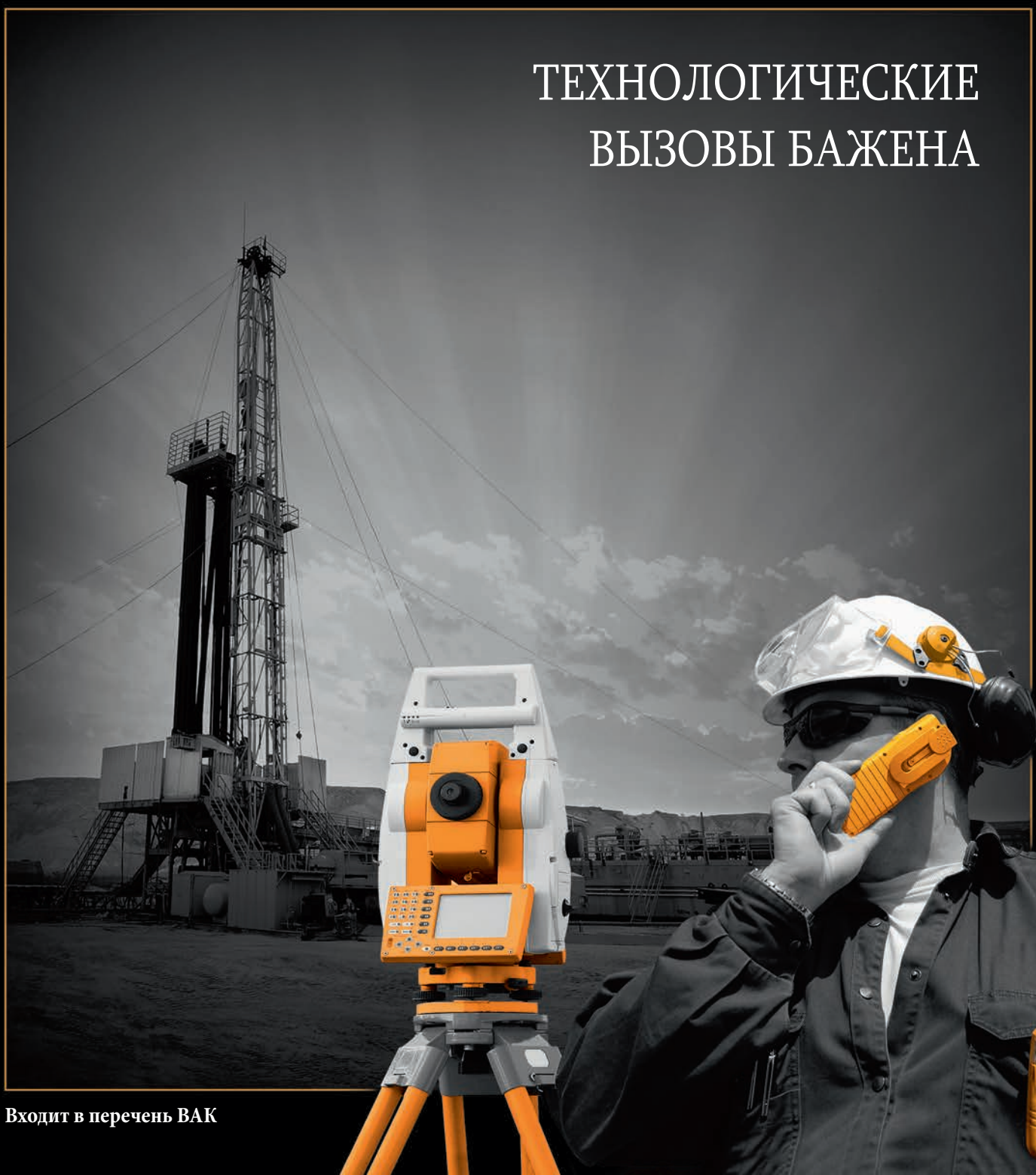
# Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

[3] 2018

*ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ БАЖЕНА



**Входит в перечень ВАК**

## ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Сибирская Сервисная Компания

# Надежность в партнерстве!
# Качество в работе!
# Уверенность в будущем!

**АО «Сибирская Сервисная Компания»**
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

**Тел./факс:**
**+7 (495) 225-75-95**

**www.sibserv.com**

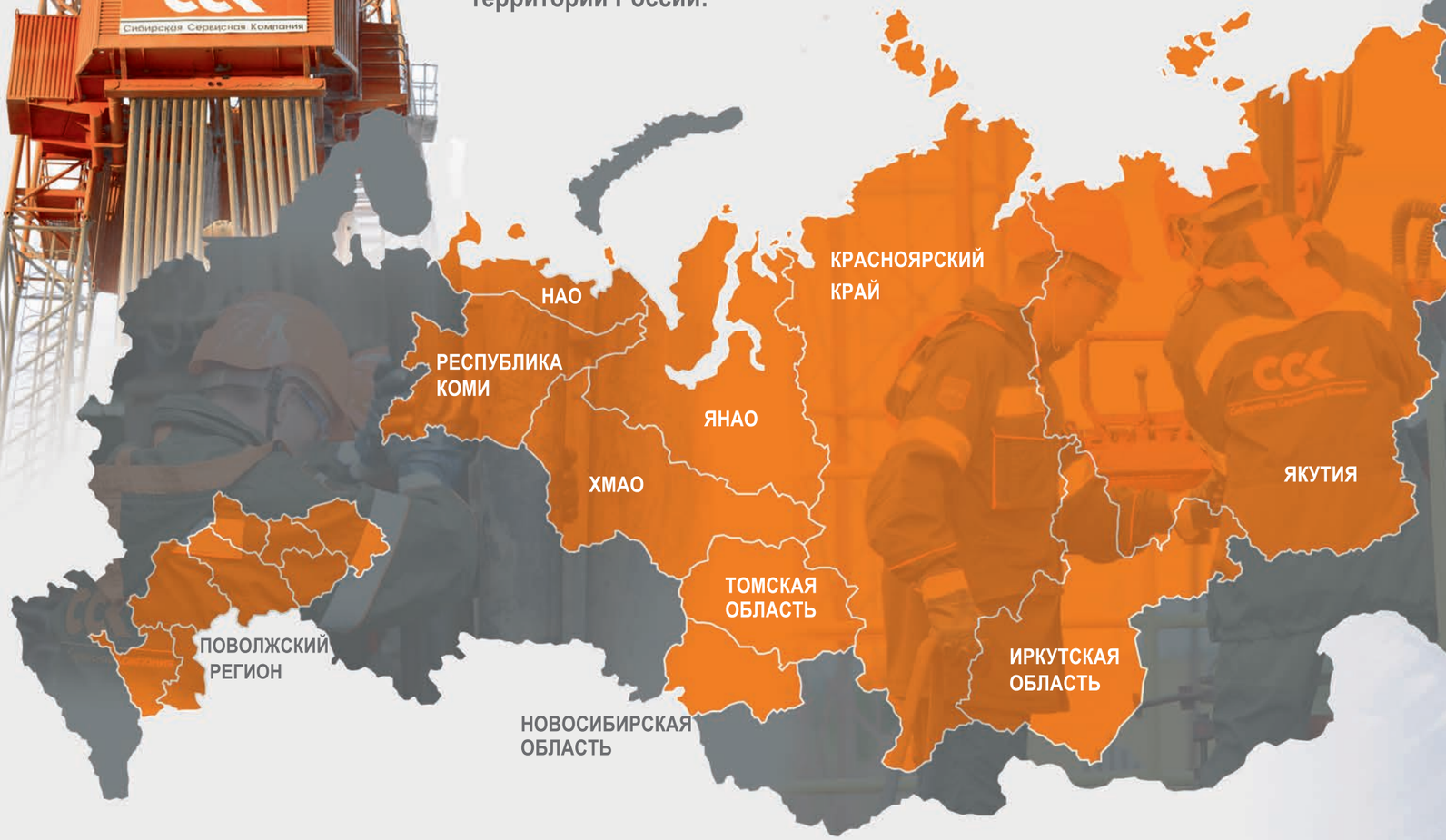
## ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ
- ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН
- РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР
- ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН
- УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

РЕКЛАМА

## ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

**Крупнейшие нефтегазоносные территории России:**



## ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал: +7 (3463) 313-331
Ремонт скважин: +7 (3463) 313-340
ССК-Технологии: +7 (3463) 313-336
Управление цементирования скважин: +7 (3463) 313-334
Красноярский филиал: +7 (391) 278-87-90
Томский филиал: +7 (3822) 90-95-96
Ямальский филиал: +7 (3494) 23-99-99

## ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ НЕФТЬ · ЛУКОЙЛ · НОВАТЭК · РуссНефть · БАШНЕФТЬ · Салым Петролеум · Иркутская нефтяная компания · Нефтиса

KONTIO

## МИРОВОЙ ЛИДЕР ДЕРЕВЯННОГО ДОМОСТРОЕНИЯ

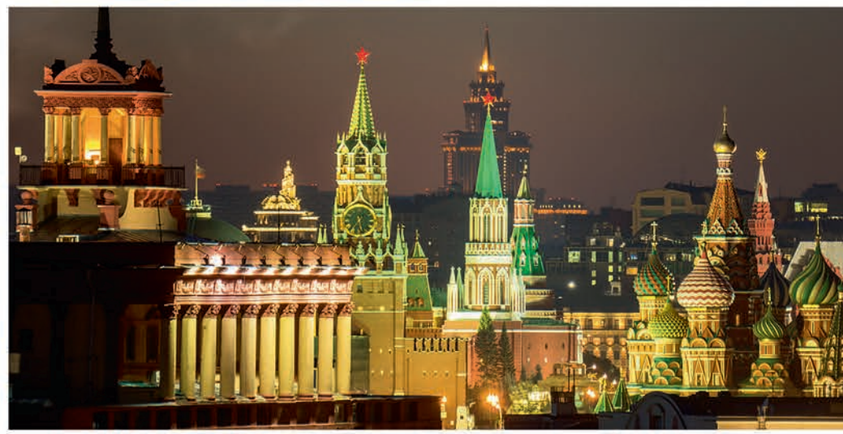
- Изготовление, поставка и монтаж зданий из деревянных конструкций
- Разработка  архитектурной, проектной и рабочей документации
- Сопровождение проектной документации в экспертизе
- Внутренние отделочные работы
- Монтаж инженерных сетей и оборудования
- Пусконаладочные работы
- Выполнение функций генподрядчика
- Услуги технического заказчика
- Гарантийное и постгарантийное техническое обслуживание

info@kontio-msk.ru
+7 (495) 565 36 36
**www.kontio-msk.ru**

Мы в социальных сетях kontio.russia

РЕКЛАМА

# КЛУБНЫЙ ДОМ НА КОТЕЛЬНИЧЕСКОЙ –
## ВСЁ ДЛЯ НАСЛАЖДЕНИЯ РОСКОШНОЙ ЖИЗНЬЮ!



КЛУБНЫЙ ДОМ
на котельнической набережной
DeLuxe

- **Клубный дом в лучших традициях**
- Исторический центр, **2 км до Кремля**
- Находится на **роскошной набережной Москвы-реки**
- Квартиры свободной планировки, площадью **от 59 до 350 кв.м. Великолепные панорамные виды на исторический центр города**

- **Закрытая территория,** служба консьержей, круглосуточная охрана
- **Трехуровневый подземный охраняемый** паркинг
- **Готовый дом**
  **Ключи**

(495) 234 4411
**www.rml-deluxe.ru**

# СОДЕРЖАНИЕ

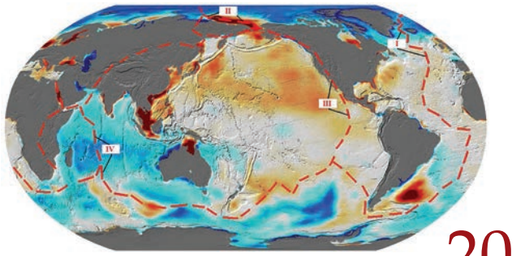

Есть ли жизнь после санкций

10

Технологические вызовы бажена

16

Аэрокосмические ГРР



20

Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты

34

*Эпохи НГК* 8

РОССИЯ *Главное*

Есть ли жизнь после санкций 10

Грузили, грузили, да недозагрузили? 12

*События* 14

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Технологические вызовы бажена 16

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Аэрокосмические ГРР 20

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Исследования сложных углеводородных систем 26

Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты 34

ТЕХНОЛОГИИ

ЭНЕРГАЗ: опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ 38

НЕФТЕСЕРВИС

Юрские залежи в Тазовской низменности 46

Новый подход к старым месторождениям 50

Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе 54

Юрские залежи в Тазовской низменности

46

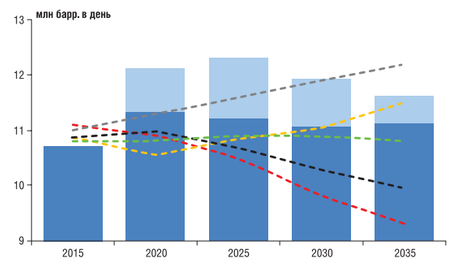
Новый подход к старым месторождениям

50

ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты

62

Будущее мировых рынков нефти




92

НЕФТЕСЕРВИС

ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты 62

Минишахты 70

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Зарубежный опыт для отечественного производства 74

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Влияние настройки PVT-моделей нефти на расчетное значение минимального давления смешивания при проектировании газовых МУН 82

*Календарь событий* 85

Сравнение структурно-механических свойств парафиновых и нафтено-ароматических нефтяных дисперсных систем 86

РЫНОК

Будущее мировых рынков нефти 92

Тенденции развития буровых долот на примере патентных материалов 98

*Хронограф* 103

ЭКОЛОГИЯ

Гумат калия для рекультивации нарушенных тундровых почв 104

*Россия в заголовках* 107

*Нефтегаз life* 110

*Классификатор* 112

*Цитаты* 116

## ЭПОХИ НГК

### 518 лет назад

**В 1500 году** Леонардо-да-Винчи сделал чертеж совершенного по тому времени станка для ручного вращательного бурения.

### 103 года назад

**С 1915 года** в США, а затем в других странах стали использовать геофизическую съемку – картирование погребенного палеорельефа с помощью геофизики.

### 100 лет назад

**В 1918 году** по инициативе В.И. Вернадского и А.П. Карпинского была создана комиссия по геологоразведке. Перед Геолкомом была поставлена задача по научному сопровождению геолого-поисковых и разведочных работ.

### 98 лет назад

**В 1920-х годах** сформировалась основа методики разведки в нефтяной геологии – геолого-геофизическая съемка площадей с последующим разбуриванием перспективных участков.

### 97 лет назад

**В 1921 году** в США было 12 тыс. АЗС. Нефть стала рассматриваться, прежде всего, как сырье для производства бензина.

### 81 год назад

**В 1937 году** в Москве был проведен XVII Международный геологический конгресс, организованы геологические экскурсии на месторождения важнейших полезных ископаемых.

### 56 лет назад

**В 1962 году** в американском тв-шоу Beverly Hillbillies вышел эпизод, где главный герой – простой американец – во время охоты на кролика промахивается и попадает в землю, из которой сразу же бьет нефтяной фонтан, а главный герой становится миллиардером – нефть ассоциировалась с удачей и большими деньгами.

### 53 года назад

**В 1965 году** было открыто Самотлорское и другие месторождения в Западной Сибири – СССР выходит на первые места по добыче нефти в мире.

### 35 лет назад

**В 1983 году** в СССР было принято Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.


Neftegaz.RU
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Издательство Neftegaz.RU



**РЕДАКЦИЯ**

**Главный редактор**
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**
Анна Павлихина

**Редактор**
Анастасия Никитина

**Ведущий аналитик**
Артур Гайгер

**Журналисты**
Анна Игнатьева,
Елена Алифирова,
Ольга Цыганова
Денис Савосин

**Дизайн и верстка**
Елена Валетова

**Корректор**
Виктор Блохин

**Редколлегия**
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.



Neftegaz.RU

**Издательство:**
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

**Директор**
Ольга Бахтина

**Представитель в Евросоюзе**
Виктория Гайгер

**Отдел рекламы**
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Валентина Горбунова
Ольга Щербакова
Ольга Ющенко
Юлия Косыгина
Станислав Будылёв
**reklama@neftegaz.ru**
**Тел.: +7 (495) 650-14-82**

**Выставки, конференции, распространение**
Татьяна Петрова

**Служба технической поддержки**
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

**Адрес редакции:**
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс
МАП11407



Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.



Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

9 772410 383004



ТМС ГРУПП

РЕКЛАМА

# ТРУБА ОБСАДНАЯ ОТВ-6,35

## Область применения

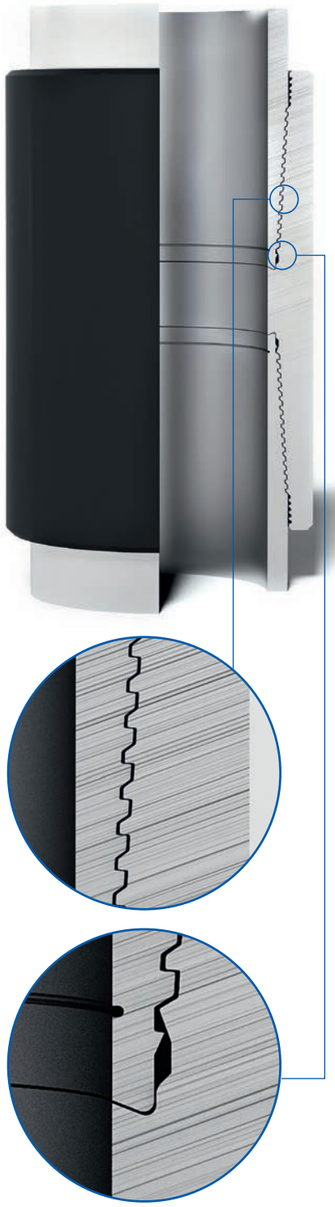
Применяются для крепления нефтяных и газовых скважин сложного профиля, а также скважин, в которых осуществляется перемещение теплоносителя при температуре до 250°С.

## Уникальность конструкции

Заключается в герметизации резьбового соединения за счет контакта с натягом в точке тороидального уплотнительного пояска ниппеля с конической расточкой в муфте.

## Преимущества резьбового соединения DOMINANT

- Повышение качества сборки труб на скважине за счет свободного захода без вращения ниппеля в муфту на глубину 12 ниток.
- Увеличение осевой нагрузки на растяжение и сжатие в резьбовом соединении F-6,35 практически до нагрузки, которую выдерживает тело ОТ.
- Равномерное распределение осевой нагрузки по ниткам за счет постепенного увеличения глубины резьбы от контрольного пояска до ОП.
- Облегчение визуального контроля окончания свинчивания резьбы за счет совпадения торца муфты с началом широкого кругового пояска.
- Повышение надежности ОТ при спуске в сильно искривленные скважины за счет оптимизации зазоров около ниток резьбы и тороидально-конической конструкции узла герметизации резьбового соединения.



# ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ1

## Область применения

Применяются для крепления сложного профиля.

## Уникальность конструкции

Герметичное геометрическое сопряжение резьбового профиля и двух упорных элементов «металл-металл».

## Преимущества резьбового соединения DOMINANT

- На трубе нарезается резьбовой профиль и дополнительно выполняется уплотнительный упорный элемент, который обеспечивает совместное геометрическое сопряжение резьбового профиля и двух упорных элементов (уступ на трубе и расточка в муфте) «металл – металл».
- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения.
- Возможно 2 типа исполнения: муфтовое и безмуфтовое.
- Уплотнение геометрии происходит по геометрическим размерам сопряжения углов профиля резьбы, торцу ниппеля и в расточке – торцу муфты «металл-металл». Наличие двух витков неполного профиля резьбы на уплотняющей диаметральной поверхности уплотнительного элемента ниппеля трубы, являющимся демпфером при работе соединения и отличительной особенностью геометрии – брендом УК ООО «ТМС групп».



# ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ2

## Область применения

Для добычи сверх вязкой нефти методом парогравитационного дренажа (SAGD).

## Уникальность конструкции

Данное соединение характеризуется высокой прочностью на сжатие, растяжение и изгиб.

## Преимущества резьбового соединения DOMINANT

- На трубе нарезается профиль резьбы и дополнительно выполняется уплотнительный упорный элемент, который обеспечивает совместное геометрическое сопряжение резьбового профиля и узла герметизации по двум тороидальным поверхностям «металл – металл».
- При совокупности сопряжения резьбового профиля и уплотняющих упорных элементов между наружной поверхностью уплотнения на ниппеле трубы и в расточке муфты зазор отсутствует.
- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения.
- Значение крутящего момента отлично от указанных в таблице минимальных, оптимальных и максимальных Мкр. Для обсадных труб 245*8,9мм – Мкр=42 кН.



8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

РОССИЯ
*Главное*

# ЕСТЬ ЛИ ЖИЗНЬ ПОСЛЕ САНКЦИЙ

**Анна Павлихина**

1 марта ExxonMobil объявила о решении выйти из остававшихся совместных проектов с Роснефтью. С 2011 г. нефтяные гиганты работали над рядом наукоемких проектов на месторождениях Черного и Карского морей, в Арктике и Сибири. Свои потери от такого решения американская компания оценила в 200 млн долл, а российский мейджор остался без столь необходимых технологий для работы в этих регионах.

Месяцем раньше ужесточила условия предоставления своего ПО для российских нефтегазовых компаний, попавших под санкции, американская Oracle. Зависимость ТЭК от импортного софта крайне высока, в геологоразведке она составляет 90 %. В 2017 г. продажу своих услуг ограничили дистрибуторы Microsoft – Merlion и RRC. Несложно представить, какие последствия это повлечет, особенно учитывая, что попытки российских производителей ПО сработать в режиме импортозамещения провалились.

С самого начала санкционной истории по вопросу влияния вводимых ограничений на российский ТЭК звучат два противоположных мнения: одни говорят, что санкции стимулируют развитие отечественного производства, другие, – что они приведут к технологическому отставанию и экономическому коллапсу.

Так, А. Новак полагает, что: «У нас появились собственные разработки. Просто компании переориентировали заказы на российские предприятия».

Однако не все так просто. Основные услуги, такие как бурение, текущий и капремонт скважин, сейсмика, – действительно сфера ответственности российских сервисёров. Но там, где нужны современные умные технологии, в разы возрастает доля зарубежных подрядчиков. Европейское оборудование, например при ГРП, можно частично заменить российским. Но на эту долю рынка активно претендуют китайцы, к которым тяготеют российские нефтегазовые компании, ведь американцы и европейцы традиционно производят свое оборудование как раз в Китае.

Вслед за А. Новаком оптимистичной позиции придерживается руководитель группы исследований и прогнозирования АКРА Н. Прохорова, считающая, что российская экономика уже во многом приспособилась к санкциям США и каждое новое расширение все меньше влияет на ее устойчивость.

Не соглашаясь с этой точкой зрения (даже не будем вспоминать исчерпанность резервного фонда), отметим, что многие ограничения сработают как бомба замедленного действия.

Особенно это заметно в финансовом секторе: санкции затронули более половины банковской системы России. Государство оказало частичную поддержку, но надолго этого не хватит. В перспективе, по мнению экспертов, ограничения приведут к удорожанию кредитов, что негативно скажется на уровне инвестиций и экономическом росте.

По словам Г. Грефа, привлечь финансирование уже нельзя даже на самый короткий срок. Бизнесмены, как и в любой ситуации неопределенности, предпочитают оптимизировать деятельность, снижать активность и ждать дальнейшего развития событий. Т.е. часть проектов будет заморожена, а в других доля участия не будет расти выше разрешенных 33 % (тот порог, который позволяет соблюдать интересы американских и европейских нефтегазовых корпораций).

Оптимистичные выводы звучали и от некоторых отраслевых экспертов, считающих, что санкции коснутся только проектов, связанных с добычей ТрИЗ и шельфовых месторождений. Но именно эти месторождения сегодня становятся приоритетными, а некоторые из них даже получили статус национальных. И у этих нацпроектов есть шанс остаться без должной технической и технологической поддержки.

Можно сколь угодно обманываться, но становится все очевиднее: чем больше расширяются санкции, тем острее чувствуется их влияние и на проекты отдельных компаний и на общее состояние экономики.

Наносить ответные удары Россия не в состоянии. В ряде случаев, как, например, при запуске «Ямал-СПГ», удается сработать на опережение, но экономически от этого не выигрывает никто. Европейским компаниям, как и американским, невыгодно следовать принципам политической необходимости, и они ищут лазейки. Так, Statoil помогает «Роснефти» разрабатывать нетрадиционные запасы в доманиковых отложениях в Самарской области, а BP ждет разрешение своего правительства начать работу в доманиковых отложениях в Оренбургской. Это возможно по причине того, что ограничения не распространяются на разведку и добычу нефти через сланцевые породы, когда нефть находится в резервуарах.

На словах необходимость налаживания отношений демонстрируют и российские власти. На ПМЭФ В. Путин заявил: «Чтобы создать привлекательные условия, мы последовательно улучшаем инвестиционный климат в России, проводим сбалансированную, ответственную макроэкономическую политику». Но на деле внешняя политика приводит к новым проблемам, а внутренняя – затрудняет работу иностранных компаний в наиболее привлекательных секторах нефтегазового комплекса.

Конечно, санкции помогут стимулировать развитие производства отечественного оборудования, но как скоро это произойдет и насколько оно будет соответствовать духу времени – большой вопрос.

# ГРУЗИЛИ, ГРУЗИЛИ, ДА НЕДОЗАГРУЗИЛИ?

**Елена Алифирова**

Стокгольмский суд признал, что за невыполнение Газпромом согласованных объемов транзитного газа Нафтогаз получил убытки в размере 4,63 млрд долл США.

С учетом 2 млрд долл США, которые Нафтогаз должен выплатить Газпрому по итогам первого разбирательства, Газпром должен будет произвести чистую выплату Нафтогазу в размере 2,56 млрд долл США.

Газпром с решением суда не согласен и намерен защищать свои права. Нафтогаз, в свою очередь, незамедлительно запросил Газпром о сроках выплаты.

Контракт на транзит между Нафтогазом и Газпромом действует на период 2009–2019 гг.

Кроме того, Нафтогаз получил снижение цен на 0,5 млрд долл США до конца действия контракта. Согласно контракту Газпром должен передавать не менее 110 млрд м³/год газа для его транзита по территории Украины.

И хотя действующая версия контракта не предусматривает каких-либо штрафов за меньшие объемы, в Стокгольме решили по-другому.

Газпром предполагает закончить транзит по ГТС Украины в 2019 г., хотя в последнее время больше говорится о снижении транзита, предположительно, до около 15 млрд м³/год газа. Очевидно, что это не устраивает власти Украины, потому что пропускная мощность ГТС 292 млрд м³/год на входе и 178 млрд м³/год на выходе.

В любом случае ситуация эта одинакова неприятна для обеих стран, как в политическом, так и экономическом плане. Самым удачным для всех выходом была бы совместная с Газпромом модернизация украинской ГТС. Тогда Газпром загрузил бы украинский транзит под завязку. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Разведка и добыча углеводородных запасов в Арктике и на шельфе сопряжена с использованием иностранных технологий, но из-за санкций компании уходят с российского рынка. Надо ли в таких условиях бросать все силы на разработку этих месторождений?

### Надо ли разведывать запасы в арктических морях?

- **18%** Да, надо открывать новые источники, запасов Сибири надолго не хватит
- **12%** Нет, ГРР в этом регионе дорогое удовольствие
- **47%** Да, надо «застолбить» регион
- **3%** Нет, на месторождениях Восточной Сибири добывают 50 млн т нефти
- **12%** Да, в «серых» зонах между Норвегией и Россией Норвегия открыла уже несколько месторождений
- **9%** Нет, зачем идти на север? В России есть и другие шельфовые месторождения

По прогнозу, опубликованному BP, в ближайшие 10 лет Россия будет крупнейшим экспортером углеводородов. Стоит ли верить аналитикам компании, или за это время многое изменится?

### Будет ли Россия крупнейшим мировым экспортером углеводородов в ближайшие годы?

- **14%** Нет, Америка догонит Россию по добыче и составит ей конкуренцию
- **17%** Да, Европа увеличит импорт газа с трети в 2016 г. до почти половины в 2040-м, увеличится и доля его импорта из России
- **25%** Нет, в Европе развивается альтернативная энергетика
- **8%** Да, к 2040 г. экспорт нефти и газа из Америки составит менее половины от ожидаемого объема экспорта этих углеводородов из России
- **9%** Нет, к 2040 г. Россия будет экспортировать товары глубоких переделов
- **27%** Да, Россия будет наращивать добычу и экспорт

Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Слияние капиталов
Цены на нефть
Новый глава Роснефти
Северный поток

## На Кондинском введена высокопроизводительная скважина

Роснефть ввела в эксплуатацию высокодебитовую горизонтальную скважину на Кондинском месторождении Эргинского кластера в ХМАО. Пусковой дебит скважины составил 240 т/сутки нефти при средних дебитах по округу 31 т/сутки. Суммарная проходка по продуктивному горизонту достигла 995 м. На скважине проведен 7-стадийный ГРП с суммарным объемом проппанта 500 т. Коммерческая скорость бурения составила 4,8 тыс. м/станко-месяц бурения. Скважина построена по результатам актуализации геологической модели.

Запасы Эргинского кластера относятся к ТрИЗ, поэтому приходится применять особые технологии добычи. Например, управляемое в режиме реального времени бурение горизонтальных скважин, операции МГРП с использованием сверхпрочного полимерного проппанта, методы «умного заводнения» и другие технологии увеличения отдачи пласта. Параллельно продолжаются ГРР на всех участках Эргинского кластера. Это позволит уточнить геологическое строение продуктивных пластов и подготовить запасы к полномасштабному эксплуатационному бурению.

Кондинское месторождение Роснефть ввела в эксплуатацию в ноябре 2017 г.

## Имилорское месторождение запущено в промышленную эксплуатацию

ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь ввел в промышленную эксплуатацию Имилорское месторождение в ХМАО, открытое в 1981 г.

Суммарные извлекаемые запасы по категориям С1+С2 оцениваются в 193 млн т нефти.

Продуктивные пласты участка расположены на глубине 4 км и относятся к ачимовским отложениям, резервуары в которых имеют весьма сложное распределение коллекторов.

Имилорский участок недр, включающий Имилорское, Западно-Имилорское и Источное месторождения, ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь выиграл на аукционе в декабре 2012 г.

В опытно-промышленную эксплуатацию Имилорское месторождение введено в октябре 2014 г. За это время на промысле добыто более 1,5 млн т нефти.

Сегодня на промысле построено 10 кустовых площадок, в эксплуатации находятся 123 нефтяные скважины. Дополнительно планируется бурение 83 нагнетательных и 217 добывающих скважин. С целью перспективного развития месторождения предусмотрено строительство опорной базы и установки сепарации нефти на дожимной насосной станции.

## Открытие месторождения методом изменения технологии заканчивания скважин

Газпромнефть-Хантос по итогам ГРР 2017 г. открыла новое нефтяное месторождение на Западно-Зимнем участке недр в Кондинском районе ХМАО. Эксплуатация этой части месторождения до недавнего времени считалась нерентабельной.

Но по результатам сейсмогеологического анализа и результатов работ на проектах со схожим геологическим строением, было принято решение изменить способ заканчивания скважин, что показало свою эффективность. В процессе вскрытия пласта при бурении и последующих работах удалось сохранить естественную проницаемость пород призабойной зоны скважины, что и определило ее эффективность.

Открытое месторождение им. А. Жагрина по действующей российской классификации относится к категории крупных. Извлекаемые запасы нефти С1+С2 нового актива, поставленные на баланс ГКЗ полезных ископаемых, составляют 25 млн т.





Вторая ветка ВСТО
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Богучанская ГЭС запущена
Южный поток
Вторая волна кризиса
Северный поток достроили
Цены на газ

## Нижнекамскнефтехим создал олигомерно-гликолевый завод

Нижнекамскнефтехим объединил свои заводы по производству олигомеров и окиси этилена, создав завод олигомеров и гликолей. Реорганизация проведена с целью совершенствования структуры управления.

В настоящее время на заводе выпускаются окись этилена, этиленгликоли, этилкарбитол, этилцеллозольв, неонолы, тримеры, тетрамеры пропилена, альфа-олефины, простые полиэфиры, полиэтиленгликоли, триэтилалюминий, триизобутилалюминий. Эти вещества широко применяются в химической, медицинской, оборонной, текстильной, целлюлозно-бумажной отраслях промышленности.

Перед заводом олигомеров и гликолей поставлены важные задачи: увеличение мощности производства триизобутилалюминия, запустить новое производство микросферического алюмохромового катализатора дегидрирования изопарафинов КДИ-М, реализация проектов по расширению ассортимента оксиэтилированной продукции – метоксиполиэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

## ПНГ на основе микропористых мембран

Роснефть совместно с МГУ им. М.В. Ломоносова разработала технологию подготовки ПНГ с использованием оборудования на основе микропористых мембран.

Очистка ПНГ от нежелательных примесей, таких как сероводород, углекислый газ, меркаптаны, повышает эффективность рационального использования ПНГ. Использование мембран дает возможность использовать компактные установки, что существенно снижает капвложения и операционные затраты.

Разработанная технология основывается на использовании микропористых мембранных материалов для удаления из ПНГ паров воды, кислых и конденсирующихся газов за счет снижения их химического потенциала в подмембранном пространстве.

Технология включает две стадии: пертракцию и капиллярную конденсацию.

Способ пертракции предполагает удаление кислых компонентов газа через мембрану в жидкий абсорбент.

Метод капиллярной конденсации основывается на удалении конденсируемых компонентов (вода и тяжелые углеводороды) через мембрану.

В настоящее время планируется строительство и испытание опытно-промышленной установки подготовки ПНГ.

## Этановые фракции для Амурского ГХК

Газпром и СИБУР заключили предварительный договор, фиксирующий ключевые коммерческие условия поставки этана с Амурского ГПЗ на Амурский ГХК.

По условиям предварительного договора, Газпром на принципах формульного ценообразования будет поставлять около 2 млн т/год этановой фракции.

Заключение предварительного договора позволит СИБУРу продолжить проработку проекта Амурского ГХК и приступить к базовому проектированию комплекса.

Газпром, в свою очередь, получит в перспективе надежного потребителя этана, производимого на Амурском ГПЗ.

Партнерство компаний будет способствовать созданию на территории Амурской области крупнейшего газоперерабатывающего и газохимического кластера.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ БАЖЕНА

**Мария Кутузова**

РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ОБЪЕДИНЯЮТ УСИЛИЯ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЕКТЕ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ПАЛЬЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ – ЮГРЕ. НАЧИНАЯ С 2016 Г. «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» В РАМКАХ НАЦИОНАЛЬНОГО ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ БАЖЕНА РЕАЛИЗОВАЛА ПОЛНЫЙ ЦИКЛ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, ПРОБУРИВ ДВЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА, НА КОТОРЫХ ПОЛУЧЕН ПРОМЫШЛЕННЫЙ ПРИТОК В 45 Т НЕФТИ В СУТКИ. ЗА ДВА ГОДА НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА НА НИХ ДОСТИГЛА 10 ТЫС. Т. КРОМЕ ТОГО, «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЛА ПЕРВЫЙ В МИРЕ СИМУЛЯТОР ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ УСЛОВИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, АНАЛОГИЧНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ И ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТАК НАЗЫВАЕМОЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ

Баженовской свитой называют нетрадиционные запасы нефти на горизонте горных пород, выявленном, в частности, на территории Западной Сибири на глубинах в 2-3 км. Ресурсы нефти бажена в этом традиционном для разработки российских углеводородов регионе могут достигать 100-170 млрд т. Согласно оценкам российской ВИНК, баженовская свита – крупный источник углеводородов, рентабельная добыча которых потребует новых технологий. Полномасштабная разработка бажена, по сути, может стать второй очередью освоения Западной Сибири. Сейчас «Газпром нефть» ориентирует отрасль на вовлечение в разработку новых ресурсов в объеме до 760 млн т нефти.

«Газпром нефть» подписала соглашение с правительством ХМАО о создании на Пальяновской площади технологического центра «Бажен» – первого в Российской Федерации технологического полигона для развития необходимых решений. Центр станет уникальной площадкой, на которой будут объединены усилия нефтяных компаний, производителей оборудования и разработчиков инноваций. Не так давно проект получил статус национального, согласно распоряжению российского правительства. По словам председателя правления ВИНК Александра Дюкова, полномасштабное освоение бажена вдохнет жизнь в зрелые западносибирские месторождения. Однако эффективное коммерческое освоение запасов баженовской свиты требует технологий и решений, которые пока еще не существуют. «Такой вызов можно преодолеть только общими усилиями, это задача для всей отрасли. В технологическом центре могут быть аккумулированы передовые идеи и внедряться лучшие практики освоения трудноизвлекаемой нефти. Успешная реализация национального проекта обеспечит в будущем технологическую независимость страны в области поиска и разработки нетрадиционных запасов углеводородов», – отмечает Дюков.

По словам губернатора Ханты-Мансийского автономного округа – Югра Натальи Комаровой, «Газпром нефть» пошла по тому пути, на котором сейчас настаивает президент РФ Владимир Путин, говоря о необходимости новой модели инновационной и конкурентоспособной экономики. «Компания не ошиблась в выборе якорного региона – Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Мы готовы содействовать и сопровождать проекты», – отмечает Комарова, утверждая, что экономика региона заинтересована в привлечении инвестиций. «Газпром нефть» уже пообещала властям ХМАО дополнительные 27 млрд рублей в период до 2025 г., благодаря реализации проекта «Бажен». К 2040 г. экономический эффект для регионального бюджета может достичь 400 млрд рублей. В ответ правительство автономного округа уже предоставило проекту специальный налоговый режим с обнуленной ставкой по налогу на вновь создаваемое имущество на период окупаемости. Власти Ханты-Мансийского автономного округа заявляют: они готовы вместе с «Газпром нефтью» «перевернуть новую страницу» в развитии российских технологий для разработки углеводородов Западной Сибири и надеются, что центр позволит объединить на территории ХМАО научно-исследовательский и производственный потенциал ведущих федеральных институтов, ВИНК и нефтесервиса на основе логики «совместной выгоды».

**ФАКТЫ**

**Ок. 3 км**

глубина залегания запасов баженовской свиты на территории Западной Сибири

К июлю 2018 г. ВИНК планирует создать дочернюю специализированную компанию, технологические партнерства с другими российскими добывающими и сервисными игроками, а также научно-исследовательскими центрами. Планируется создать полный комплекс отечественных технологий освоения нетрадиционных запасов баженовской свиты. «НОВАТЭК», а также дочерние подразделения ЛУКОЙЛа и «Роснефти» уже заявили о своей заинтересованности в участии в проекте. В частности, «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и «РН-Юганскнефтегаз» («Роснефть») заявили о готовности инвестировать в освоение баженовской свиты в ХМАО.

Сейчас компании и власти ХМАО ожидают от оператора – «Газпром нефти» – предложения по созданию «понятных условий» вхождения в проект.

Планируется, что ВИНК передаст дочернему технологическому центру «Бажен» лицензию на освоение Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Кроме того, предполагается внести в действующее законодательство изменение о введении нового типа лицензии – «технологический полигон». «Газпром нефть» ориентирована на активное развитие информационного партнерства, для чего развиваются соответствующие решения: предполагается создать с этой целью цифровую платформу.

Уже сейчас ВИНК обсуждает с «Русснефтью» и РИТЭКом (ЛУКОЙЛ) возможные концепции опытно-промышленных работ, применяемые технологические решение, а также возможности развития российского нефтесервисного рынка в связи с поставленной задачей освоения нетрадиционных запасов углеводородов. Кроме того, «Газпром нефть» подписала соглашения о сотрудничестве с «Ньютех Велл сервис», EBC, «Перфобур» и другими компаниями. Цель, объединившая игроков, состоит в снижении стоимости строительства высокотехнологичных скважин. Руководство «Газпром нефти» пока ориентируется на суммарные инвестиции на скважину на уровне не более 300 млн рублей при накопленной добычи в 35 тыс. т. Задача проекта заключается в создании технологических решений для коммерчески целесообразной разработки баженовской свиты. В центре будут сосредоточены передовые компетенции и технологии, которые станут базовыми для создания экономически эффективных методов освоения бажена.

В настоящее время «Газпром нефть» и другие российские компании пытаются изменить сложившуюся в стране практику проведения геологоразведочных работ, понимая, что на баженовской свите перед ними стоит такой технологический вызов, который в одиночку им на этот раз, в условиях действующих санкций и ограниченных возможностей по привлечению финансовых ресурсов, не решить. Технологический центр «Бажен» станет открытой отраслевой площадкой, объединяющей усилия добывающих и сервисных игроков, производителей оборудования и разработчиков инноваций.

«Газпром нефть» уже добилась самостоятельно значительных успехов в другом регионе, где она пытается осваивать запасы бажена. В конце 2015 г. ВИНК начала свой первый проект по изучению баженовской свиты на Вынгаяхинском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе. По информации компании, здесь были проведены успешные операции по гидроразрыву пласта на оценочной и двух наклонно-направленных скважинах, на которых был получен приток нефти из целевого горизонта. Компания работает над созданием геологической модели Вынгаяхинского месторождения. По словам первого заместителя генерального директора «Газпром нефти» Вадима Яковлева, реализуемый проект на баженовской свите в ЯНАО позволит компании понять, как наиболее эффективно можно осваивать нетрадиционные запасы и вести промышленную разработку бажена. Среди приоритетных исследовательских проектов компании – технологии прогнозирования нефтегазоносности баженовских отложений, что позволит выявлять наиболее перспективные участки. Кроме того, ВИНК работает над созданием карт распределения нетрадиционных запасов на всей территории Российской Федерации. Проекты на бажене могут помочь российским компаниям продлить жизнь уже осваиваемым месторождениям в традиционных регионах российской нефтедобычи.

Сейчас компания активно движется к созданию абсолютно нового формата работы в отрасли, получившего название технологический полигон. ВИНК идет на сотрудничество с самыми разными российскими игроками, осознавая существующие значительные риски. Если технологии для бажена не будут разработаны вовремя, уже в ближайшие годы могут быть найдены решения для других дешевых источников энергии, что, возможно, навсегда закроет вопрос с освоением баженовской свиты, оставив немонетизированными колоссальные ресурсы углеводородного сырья. Когда-то в Советском Союзе было принято решение о наиболее эффективной системе разработки традиционных месторождений с помощью повышения пластового давления, сейчас для бажена нужно определить новые методы работы. Идя по стопам компаний, разрабатывающих так называемые запасы сланцевой нефти в США, «Газпром нефть» отрабатывает сейчас применение бурения горизонтальных скважин длиной до 2 км и многоступенчатого гидроразрыва пласта. Кроме того, предполагается испытание других методов (термохимических, СВЧ и других), которые позволят значительно увеличить объемы извлекаемого сырья. Таким образом, работа технологического центра «Бажен» поможет создать комплекс технологий эффективной и рентабельной разработки нетрадиционных запасов нефти.

**ФАКТЫ**

**100-**

170 млрд т могут достигнуть ресурсы нефти бажена в Западной Сибири

**27 млрд**

рублей до 2025 г. пообещала властям ХМАО «Газпром нефть», благодаря реализации проекта «Бажен»

**2 км**

длина бурения горизонтальных скважин, проводимых компанией «Газпром нефть» при добыче нефти баженовской свиты



РЕКЛАМА

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ
MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

• Энергетика
• Машиностроение
• Нефтегазовый комплекс
• Судостроение и судоремонт
• Гидротехнические сооружения
• Объекты транспортной инфраструктуры
• Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco

# АЭРОКОСМИЧЕСКИЕ ГРР

## Некоторые результаты геолого-геофизического изучения тектонического строения арктического региона и нефтегазовые перспективы его шельфовых территорий

ЦЕЛЬ ДАННОЙ РАБОТЫ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ТОМ, ЧТОБЫ ПОКАЗАТЬ ВОЗМОЖНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ АЭРОКОСМИЧЕСКОЙ НАУКИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО НЕДОРОГИХ, ПО СРАВНЕНИЮ С ЗАРУБЕЖНЫМИ, МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕДР АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ПРОВЕСТИ ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЕРСПЕКТИВ НЕКОТОРЫХ ЕГО ШЕЛЬФОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ

*THE PURPOSE OF THE STUDY CONSISTS IN SHOWING THE OPPORTUNITIES OF HOMEMADE AEROSPACE SCIENCE FOR CONDUCT OF RELATIVELY INEXPENSIVE, IN COMPARISON WITH THE FOREIGN ONES, RESEARCH METHODS OF TECTONIC STRUCTURE OF THE DEPOSITS OF ARTIC REGION, WHICH ALLOW TO CONDUCT THE RESEARCH OF OIL-AND-GAS PROSPECTS OF SOME OF ITS OFFSHORE TERRITORIES*

Ключевые слова: *Арктический регион, тектоническое строение коры, мировая рифтовая система, потенциальная нефтегазоносность шельфовых территорий России.*

УДК 622.323

**Харитонов Андрей Леонидович,**
**к.ф.-м.н.,**
**ведущий научный сотрудник лаборатории главного магнитного поля ФГБУН Института земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова Российской академии наук (ИЗМИРАН)**

Аэрокосмические методы, совместно с наземными геолого-геофизическими данными, могут дать возможность с меньшими финансово-экономическими затратами выделить наиболее перспективные нефтегазовые регионы Северного Ледовитого океана, его прибрежных зон и спланировать систему проведения дальнейших детальных геолого-геофизических работ в этом очень перспективном для поисков нефти и газа регионе. В настоящей работе представлены некоторые полученные результаты по математической обработке и геофизической интерпретации комплекса различных геолого-геофизических данных, изученных в некоторых районах Арктического нефтегазового бассейна, которые могут позволить проводить более качественное исследование его тектонического строения и выполнить оценку нефтегазовой перспективности. В качестве основных методов исследования предлагается использовать разработанную систему компьютерных программ по математической обработке и геофизической интерпретации результатов спутниковых геомагнитных векторно-компонентных и альтиметрических съемок по всей территории Арктического региона, а также наземных морфоструктурных геолого-геофизических данных, используемых для изучения тектонического строения его недр и нефтегазовых перспектив его шельфовых территорий. Проведено сопоставление полученных автором результатов с некоторыми другими опубликованными геолого-геофизическими данными. Выполнено сравнение полученных данных о нефтегазовой перспективности некоторых регионов Арктики с результатами прогнозов других исследователей и организаций.

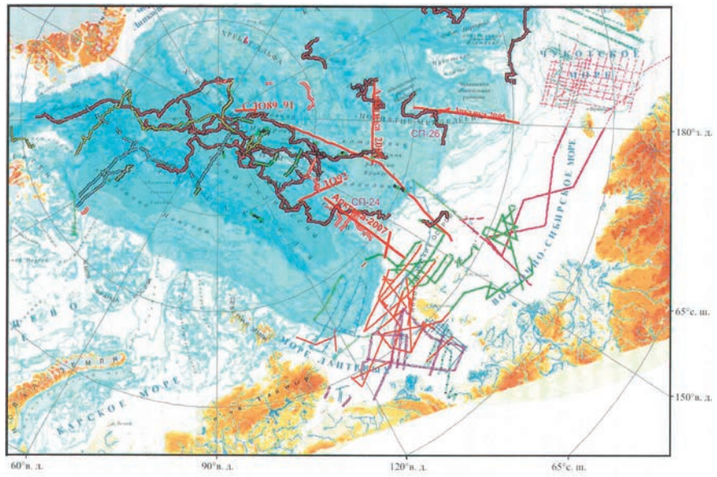
### Некоторые данные об истории изучения Арктического региона

Арктический регион, по мнению таких исследователей, как Апплонов С.В. [1], Афанасенков А.П. [2], Богацкий В.И. [3], Вержбицкий В.Е. [4], Гаврилов В.П. [5], Каминский В.Д. [6], Ким Б.И. [7], Клещев К.А. [8], Конторович В.А. [9], Погребицкий Ю.Е. [10], Шеин В.А. [20], Шеин В.С. [20] и многих других, является очень перспективным для поисков и разведки месторождений различных полезных ископаемых. Если анализировать Арктический регион с точки зрения наиболее актуальных в настоящее время углеводородных ресурсов, то известно, что его часто называют Арктическим нефтегазовым бассейном, в который входит как составная часть регион Северного Ледовитого океана, так как в Арктическом регионе сосредоточено большое количество





РИС. 1. Схема проводимых геолого-геофизических исследований на акватории Северного Ледовитого океана в российском секторе Арктического региона: с помощью научных станций на дрейфующих льдах «Северный полюс» («СП») – обозначены коричневыми кривыми; красными жирными линиями выделены геотраверсы ледокола «Арктика»; оранжевыми, зелеными, лиловыми линиями показаны маршруты аэромагнитных съемок в пределах Северного Ледовитого океана [6]




уже открытых месторождений углеводородов [1–11]. Арктический нефтегазовый бассейн представляется в виде огромной депрессии с закономерным наклоном усредненной поверхности земной коры от вышеперечисленных пограничных водоразделов к впадине Северного Ледовитого океана.

Российские шельфовые зоны Северного Ледовитого океана, по мнению специалистов [1–11], проводивших там исследования, должны быть богаты запасами нефти и газа. Региональные геолого-геофизические исследования недр под российской акваторией Северного Ледовитого океана до недавнего времени проводилось в основном такими научными организациями, как «ВНИИокеанология» [6], «ААНИИ» [11], «ИЗМИРАН» [11, 17], «ИФЗ РАН» [16], ОАО «СЕВМОРГЕО» и другие, с помощью геофизической аппаратуры, установленной на дрейфующих полярных станциях «Северный полюс» и вдоль одиночных арктических геотраверсов ледокола «Арктика». В последнее время появилось много новых геологоразведочных организаций, выполняющих с помощью морских съемок и полярной авиации геофизические исследования в Арктическом регионе вдоль некоторой локальной сети профилей (рис. 1).

К сожалению, даже самые мощные и лучшие в мире отечественные ледокольные суда с атомным двигателем и полярная авиация могут относительно свободно выполнять геофизические измерения в пределах Северного Ледовитого океана лишь в осенне-летний период и лишь в благоприятные по погодным условиям годы. Региональных геофизических исследований Северного Ледовитого океана было явно недостаточно, чтобы можно было решать задачи по изучению перспективности его регионов на поиски и разведку месторождений нефти и газа. Поэтому, кроме авиационных и морских геолого-геофизических данных, автором были использованы данные космических аппаратов (магнитных и гравитационных съемок), которые могут осуществлять бесперебойные всесезонные длительные повторные измерения (в течение нескольких лет) всех ортогональных (H, D, Z) составляющих геомагнитного поля и проводить альтиметрические (гравитационные) измерения, которые можно использовать для изучения глубинного [18] строения океанической коры этого очень перспективного Арктического нефтегазового бассейна. В современных условиях, когда имеются определенные экономические трудности и сложности с поставкой импортного оборудования для российских геологоразведочных компаний, занимающихся в основном морской 3D-сейсморазведкой в морях Северного Ледовитого океана, самыми оперативными и относительно недорогими отечественными геолого-геофизическими методами поисков перспективных регионов на наличие в их недрах месторождений нефти и газа на акваториях Арктического региона могут быть спутниковые магнитные и гравитационные методы.

### Обоснование актуальности и методы исследований

К сожалению, по расчетам Министерства природных ресурсов Российской Федерации, большинство крупных и средних месторождений нефти на территории равнинных областей России и стран Евразийского союза находятся в стадии интенсивной эксплуатации и постепенного истощения. Специалистами рассчитано, что мелкие месторождения нефти на равнинных территориях Арктического нефтегазового бассейна в современных условиях разрабатывать экономически нецелесообразно. Поэтому, по прогнозам некоторых аналитиков [15], добыча нефти на равнинной территории Российской Федерации может уменьшиться в пять раз к 2030 году, с 500 до 100 миллионов тонн, если не будут открыты новые нефтегазовые провинции на территории Российской Федерации и стран Евразийского союза, подобные крупной Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. В соответствии с недавним выступлением президента Российской Федерации Владимира Владимировича Путина в 2017 году прирост разведанных запасов нефти и газа в Российской Федерации, к сожалению, находится на самом низком уровне за последние 70 лет. Поэтому основные надежды нефтяников Российской Федерации, по-видимому, могут быть связаны с открытием новых перспективных регионов Восточной Сибири или крупных месторождений нефти и газа в пределах шельфовых зон, на акватории Северного Ледовитого и Тихого океанов.

Статистические данные о расположении месторождений нефти и газа по всей поверхности Земли показывают [5, 12],

РИС. 2. Блок-схема пакета компьютерных программ для математической обработки и геолого-геофизической интерпретации спутниковых геомагнитных данных [18, 19]

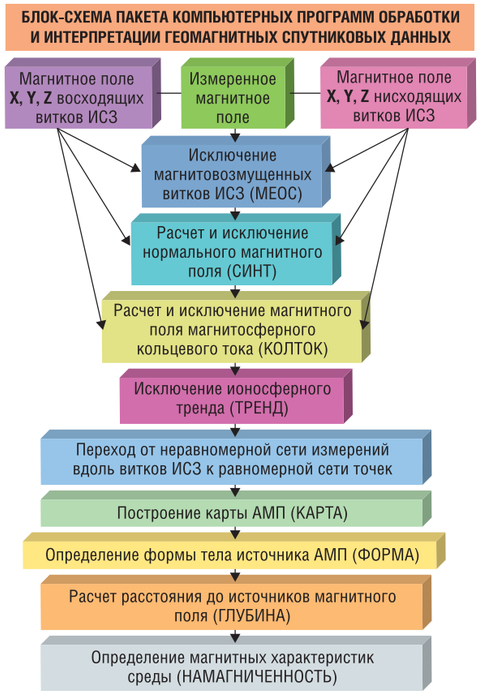
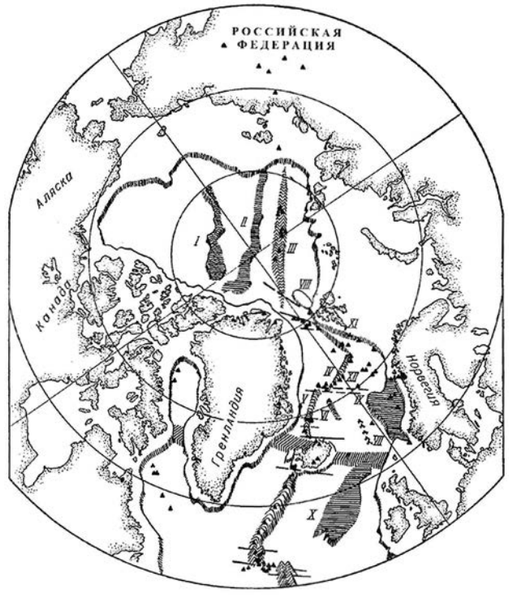



РИС. 3. Схема географического расположения Арктического и Атлантического срединно-океанических хребтов (СОХ) [22]. I – поднятие Менделеева; II – хребет Ломоносова; III – активный в настоящее время рифтовый хребет Гаккеля срединно-океанического хребта Арктики; IV–XII – различные тектонические структуры срединно-океанического хребта Атлантики (в том числе – трансформные разломы океанического рифта)




что значительная часть месторождений газообразных и жидких углеводородов (газ, газоконденсат, нефть) сосредоточена в окрестностях трансформных глубинных разломов, связанных с океаническими рифтовыми системами. Поэтому в этой статье автор придает такое большое значение определению месторасположения Арктической рифтовой системы и ее трансформных разломов.

Для математической обработки и геофизической интерпретации аэро-космических данных была разработана система компьютерных программ, включающая различные современные спектральные [13], корреляционные [19] и другие методы анализа [14] измеренных цифровых данных, позволяющие исключать ошибки измерений и разделять измеренное поле на составляющие, связанные с различными физическими слоями геосфер Земли (рис. 2).

В основном пока нами используются данные низкоорбитальных космических аппаратов, работающих в настоящее время на орбите Земли КА «SWARM» (2010 – 2018 гг.) [24] и других раннее работавших КА «CHAMP» [17], «MAGSAT» [13], измеряющих значения ортогональных компонент вектора электромагнитного поля над всей поверхностью Арктического нефтегазового бассейна и, в частности, над труднодоступной для других видов геофизических измерений в пределах акватории Северного Ледовитого океана.

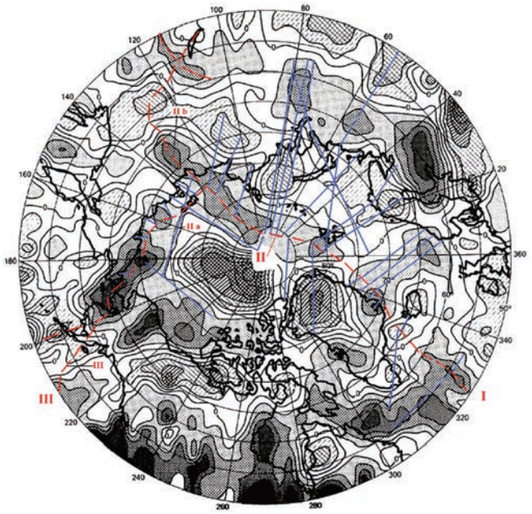
Ранее считалось, что на территории Российской Федерации нет океанических рифтовых зон, в окрестности которых можно было бы выделять перспективные территории на наличие в них месторождений нефти и газа. По данным различных зарубежных исследователей [21, 22], в глубоководной части акватории Северного Ледовитого океана расположен срединно-океанический хребет Гаккеля с рифтовой долиной в его центральной части. Однако, по этим данным [21, 22], рифтовый хребет Гаккеля обрывается около 200-мильной шельфовой зоны Российской Федерации, как это показано на рисунке 3.

Однако, по результатам анализа спутниковых интенсивных электромагнитных аномалий (электромагнитных линиаментов), автор выделил глубинное продолжение Арктического срединно-океанического хребта Гаккеля (II), которое скрывает мощный осадочный чехол, образованный конусами выноса осадочных пород от устьев многочисленных сибирских рек (Лена, Яна, Чондон, Хрома, Индигирка, Колыма, Раучуа, Паляваам и многих других). Крупные трансформные разломы Арктической рифтовой системы (Обско-Ямальский – №2, Хатангский – №3, Ленский – №4, Янский, Индигирский, Колымский – №6–10 и другие, выделенные на рисунке синим цветом по спутниковым аномалиям, также совпадают с простиранием русел крупных сибирских рек, впадающих в Северный Ледовитый океан) формируют направление простирания спутниковых интенсивных электромагнитных аномалий (рис. 4). По спутниковым электромагнитным данным можно показать (рис. 4), что одна ветвь





РИС. 4. Аномалии электромагнитного поля (аномалии вектора индукции так называемого «постоянного» электромагнитного поля Земли) Арктического нефтегазового бассейна, по данным космического аппарата «MAGSAT» [25]. Жирная линия показывает положение береговой линии. Изолинии электромагнитного поля проведены через 2 нТл. Аномалии постоянного электромагнитного поля, осредненные по сетке 5 х 5 градусов, заштрихованные темным цветом, соответствуют положительным значениям аномального электромагнитного поля, а светлыми тонами отмечены отрицательные аномалии электромагнитного поля. Красным пунктиром обозначено: I – расположение Атлантической ветви мировой океанической рифтовой системы срединно-океанических хребтов (СОХ), II a – пространственное расположение формирующейся Чукотско-Беринговоморской Арктической ветви мировой океанической рифтовой системы срединно-океанических хребтов, II b – пространственное расположение формирующейся Арктической ветви континентальной Верхоянской рифтовой системы, III – расположение Тихоокеанской ветви мировой океанической рифтовой системы срединно-океанических хребтов. Синим цветом выделены глубинные трансформные разломные зоны (магнитные линиаменты) Арктической рифтовой системы




Арктического океанического рифта (II a) продолжается от Новосибирских островов через пролив Санникова и далее почти вдоль береговой линии восточного побережья Российской Федерации, по Восточно-Сибирскому и Чукотскому морям, проходит немного южнее острова Врангеля до Берингова пролива, где она соединяется с Тихоокеанским срединно-океаническим хребтом (III), испытавшим в недавние геологические периоды постепенное вертикальное движение вверх. Это привело к воздыманию северной части Тихоокеанского СОХ над уровнем Мирового океана (рис. 5). По-видимому, Новосибирские острова и остров Врангеля также являются фрагментами приподнятой части Арктического срединно-океанического хребта над водной поверхностью Северного Ледовитого океана. Другая Арктическая рифтовая ветвь (II б), в результате тройного сочленения подобного Красноморскому рифту, по спутниковым электромагнитным данным, располагается вдоль Верхоянского хребта до соединения с Байкальской рифтовой зоной (рис. 4). Пример выделения интенсивных региональных электромагнитных аномалий и трассирования по ним рифтовых зон и трансформных разломов в пределах Арктического нефтегазового бассейна, по данным космического аппарата (КА) «MAGSAT», приведен на рис. 4.

Выявление полосовых палеомагнитных аномалий в Северном Ледовитом океане также позволяет определять месторасположение Арктической рифтовой системы и направление глубинных трансформных разломов этой системы. И эти данные о положении полосовых палеомагнитных аномалий в Восточно-Сибирском и Чукотском морях [22, 23] не противоречат нашим спутниковым данным о расположении Арктической рифтовой системы срединно-океанического хребта Северного Ледовитого океана и глубинных трансформных разломов.
Кроме того, для подтверждения географического расположения вновь формирующейся восточной ветви (II a) Арктической рифтовой системы, протягивающейся вдоль побережья Восточно-Сибирского и Чукотского морей, выделенной нами по спутниковым электромагнитным аномалиям, автором также были проанализированы спутниковые данные по альтиметрическим (гравитационным) аномалиям, измеренным на спутнике «CHAMP» (рис. 6).

Известно, что все океанические рифтовые зоны связаны с повышенными значениями альтиметрических аномалий, что хорошо видно на рис. 6. Как видно из рисунка 6, самые высокие значения альтиметрических аномалий наблюдаются в районах интенсивного образования новой восточной рифтовой ветви Арктического срединно-океанического хребта, в пределах Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

РИС. 5. Схема расположения океанической (II a) и континентальной (II b) ветвей Арктической (II) и Тихоокеанской (III) рифтовых систем СОХ (пунктир красного цвета), их глубинных трансформных тектонических разломов (линии синего цвета), построенная на основе спутниковой карты рельефа поверхности Земли

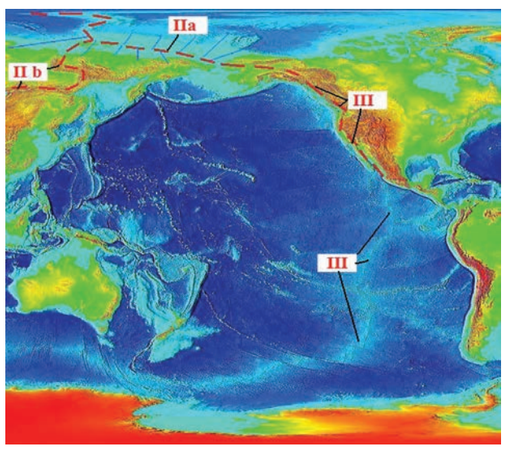
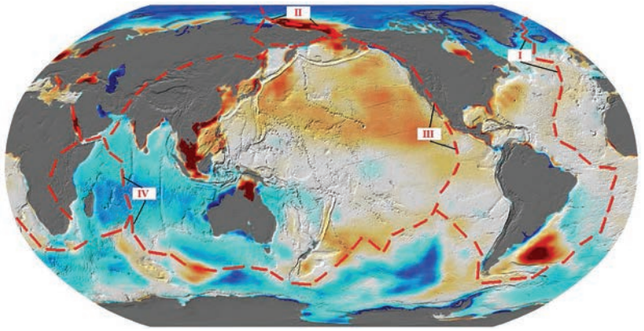


РИС. 6. Цветовая карта альтиметрических (гравитационных) аномалий, по данным КА «CHAMP», и пространственное расположение срединно-океанических хребтов (красный пунктир), коррелирующих с максимальными значениями альтиметрических аномалий (коричневые зоны)




Еще один важный параметр, проанализированный нами в работе [18], который указывает на перспективу возможного образования месторождений газообразных и жидких углеводородов (газ, нефть) является повышенная по сравнению со среднестатистической плотность глубинных тектонических нарушений, по которым происходит тепломассоперенос вещества (и углеводородов в том числе) к поверхностным зонам их накопления в осадочном чехле. По спутниковым электромагнитным и морфоструктурным данным, мы выделили около 27 глубинных трансформных тектонических разломных зон (синие линии) в пределах акватории Арктического региона (красными линиями), связанных с рифтовой системой (II) срединно-океанического хребта Северного Ледовитого океана (рис. 4, 5).

На рисунке 7 показано, что созданная нами по спутниковым электромагнитным и морфоструктурным данным карта реологической сети тектонических нарушений (линиаменты обозначены зеленым цветом) для западной части Арктического региона, в пределах Баренцева, Печорского, Карского морей и полуострова Ямал самым непосредственным образом связана с расположением цепочек уже разведанных месторождений нефти и газа (или разведанных, но пока не разбуренных перспективных нефтегазовых структур). По-видимому, особенно перспективны на нефть и газ структуры, расположенные в узлах пересечений глубинных тектонических разломов (рис. 7).

Выделенные нами по спутниковым электромагнитным (рис. 4) и морфоструктурным данным (рис. 5, 7) зоны глубинных тектонических разломов (№2, №3, №6–10) на акватории Северного Ледовитого океана (синими и зелеными линиями), частично представленные на карте перспективных запасов углеводородов на рис. 8, также показывают, что они образуют вокруг себя достаточно перспективные (выделенные желтым цветом – V, VIII, X) и высокоперспективные зоны (выделенные оранжевым цветом – II, IV) со значительными запасами углеводородов. То есть, независимые оценки перспективности различных районов Северного Ледовитого океана, сделанные по комплексу различных геолого-геофизических ведомственных данных совпадают с перспективными зонами накопления углеводородов, выделенными нами по спутниковым электромагнитным, альтиметрическим и морфоструктурным данным.

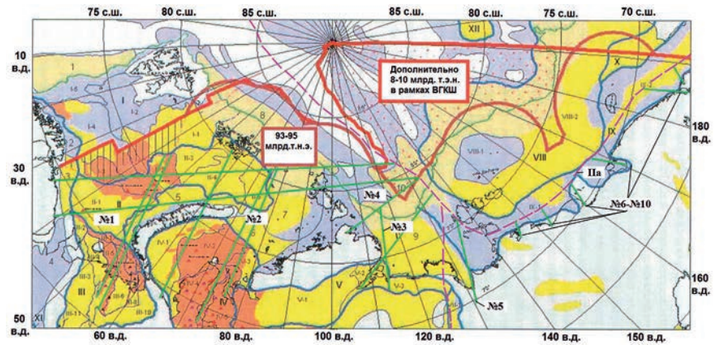
На рис. 8 оранжевым цветом выделены высокоперспективные зоны расположения месторождений углеводородов (I, II, III, IV), которые по нашим данным связаны с зонами повышенного тепломассопереноса углеводородов по зонам дробления и повышенной проницаемости рифтовых трансформных разломов: № 0 – Норвежско-Североморский, № 1 – Карельский, № 2 – Обско-Ямальский. Желтым цветом выделены умеренно перспективные зоны расположения месторождений углеводородов (V, VIII, X), которые по нашим данным связаны с зонами тепломассопереноса углеводородов по трансформным разломам (№3 – Хатангский, № 6–10 – Янский, Индигирский, Колымский и др.), связанным с формирующейся Чукотско-Беринговоморской ветвью (IIa) Арктической рифтовой системы СОХ (II).

## Выводы

1). По электромагнитным аномалиям КА «MAGSAT», альтиметрическим аномалиям КА

РИС. 7. Обзорная карта Арктического шельфа, совмещенная со схемой расположения реологической сети тектонических разломов (линиаментов) в пределах Баренцева, Печорского и Карского морей (зеленые линии) и связанных с ними месторождений углеводородов (красные – газовые месторождения, черные – нефтяные месторождения, желтые эллипсовидные фигуры – открытые, но неразбуренные структуры). №2 – Обско-Ямальский трансформный разлом Арктической рифтовой системы СОХ

РИС. 8. Карта перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Северного Ледовитого океана [6]. Оранжевым цветом выделены высокоперспективные зоны, желтым цветом выделены умеренно перспективные зоны расположения месторождений углеводородов




«CHAMP» и морфоструктурным данным были выделены две новые ветви Арктической рифтовой системы (II) срединно-океанического хребта, в пределах Северного Ледовитого океана, с тройным сочленением (разветвлением) на формирующуюся океаническую Чукотско-Беринговоморскую рифтовую ветвь (II a) и континентальную Верхоянскую рифтовую ветвь (II b), причем первая из перечисленных рифтовых ветвей замыкает мировую рифтовую систему Атлантического (I) и Тихоокеанского (III) срединно-океанических хребтов. В Арктическом регионе выделено пространственное расположение около 27 крупных трансформных разломов океанической рифтовой системы. Эти глубинные трансформные разломы Арктической рифтовой системы, протянувшиеся через шельфовые территории восточных морей Северного Ледовитого океана и показанные на спутниковой карте электромагнитных аномалий, образуют достаточно обширные зоны дробления пород с хорошими коллекторскими свойствами и зоны повышенной тепло- и массопроницаемости нефтегазовых флюидов, с которыми часто связаны неглубоко залегающие месторождения нефти и газа.

2). В связи с санкционными ограничениями на поставки импортного оборудования для глубоководного бурения нефтегазовых скважин можно предложить российским нефтедобывающим компаниям проводить разведочное бурение на поиски месторождений нефти и газа на мелководном шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей (менее санкционной глубины 150 метров), в конусах выноса осадочных пород из дельт сибирских рек, являющихся зонами вклинивания Арктических рифтовых трансформных разломов в континентальную кору, где могут располагаться значительные месторождения углеводородов в мощных слоях осадочных песчано-глинистых пород.

### Литература


1. *Апплонов С.В., Шмелев Г.Б., Краснов Д.К. Геодинамика Баренцево-Карского шельфа (по геофизическим данным) // Геотектоника. №4. 1996. С. 58–76.*
2. *Афанасенков Д.А., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордуков С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковашина Б.Г. Тектоника, тектоностратиграфия и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. №2. 2016. С. 23–42.*
3. *Богацкий В.И., Богданов Н.А., Костюченко С.Л., Сенин Б.В., Соболев С.Ф., Шипилов Э.В., Хаин В.Е. Объяснительная записка к тектонической карте Баренцева моря и северной части Европейской России масштаба 1:2 500 000. Под ред. Н.А.Богданова, В.Е.Хаина. М.: Изд-во Ин-та литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1996. 94 с.*
4. *Вержбицкий В.Е., Соколов С.Д., Тучкова М.И., Лобковский Л.И. Новые данные о структуре и тектонической эволюции острова Врангеля (российская Восточная Арктика) // Доклады РАН. Т. 456. №6. 2014. С. 686–690.*
5. *Гаврилов В.П., Федоровский В.П., Тронов Ю.А. и др. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. Под ред. В.П. Гаврилова. М.: Недра, 1993. 323 с.*
6. *Каминский В.Д. Глубинное строение Центрального Арктического бассейна // Автореферат на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. С-Петербург. 2009. 47 с.*
7. *Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонова Л.Я. Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегазогеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. № 1. 2016. С. 2–16.*
8. *Клещев К.А., Шеин В.С. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2008. 108 с.*
9. *Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин В.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. Т.54. №8. 2013. С. 1253–1274.*
10. *Погребицкий Ю.Е. Геодинамическая система Северного Ледовитого океана и ее структурная эволюция // Советская геология. №12. 1976. С. 3–22.*
11. *Салихов З.С., Арабский А.К., Кузнецов В.Д., Зайцев А.Н., Петров В.Г., Фомичев В.В., Трошичев О.А., Янжура А.С. Система контроля космической погоды для оценки технологических рисков на территории полуострова Ямал // Наука и техника в газовой промышленности. 2010. №4. С. 39–48.*
12. *Порфирьев В.В. Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. К.: Наук. Думка, 1982. 328 с.*
13. *Ротанова Н.М., Харитонов А.Л., Ан Ченчанг. Спектральный анализ магнитного поля, измеренного на спутнике МАГСАТ // Геомагнетизм и аэрономия. Т. 39. № 3. 1999. С. 101–107.*
14. *Ротанова Н.М., Головков В.П., Фрунзе А.Х., Харитонов А.Л. Анализ спутниковых измерений с помощью разложения поля на естественные ортогональные составляющие // Геомагнетизм и аэрономия. Т. 39. №4. 1999. С. 92–99.*
15. *Тимурзиев А.И. Октябрьские тезисы к созданию теории происхождения и поисков нефти и газа // Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа «5-е Кудрявцевские чтения». 17–19 октября 2016 г. Москва. ЦГЭ.*
16. *Трофимов И.Л., Шнеер В.С., Халезов А.А. Аномальное магнитное поле хребта Ломоносова по данным дрейфующей станции «Северный полюс-19» // Геомагнетизм и аэрономия. Т. 46. № 2. 2006. С. 275–279.*
17. *Харитонов А.Л., Хассан Г.С., Серкеров С.А., Фонарев Г.А., Харитонова Г.П. Использование комплекса спутниковых геофизических данных для изучения глубинных неоднородностей строения тектоносферы Земли в пределах Европейско-Африканского меридионального сектора // Исследование Земли из космоса. № 2. 2007. С. 34–42.*
18. *Харитонов А.Л. Возможности методов аэрокосмического мониторинга для дистанционного зондирования глубинных морфологических особенностей активных тектонических разломов и прогноз аварий на технических объектах // В книге: Сборник тезисов докладов 14-й Всероссийской открытой конференции «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса». Электронный сборник тезисов докладов. Москва. ИКИ РАН. 2016. С. 322–323.*
19. *Харитонов А.Л. Применение элементов корреляционной теории для анализа и интерпретации аномального магнитного поля // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. Москва. ИЗМИРАН. 1984. 25 с.*
20. *Шеин В.С., Альференок А.В., Каламкаров С.Л., Книппер А.А., Шеин В.А. Тектоническое строение и нефтегазоносность фундамента Западной Арктики и сопредельных регионов // Геология нефти и газа. №6. 2017. С. 5–29.*
21. *Ботт М. Внутреннее строение Земли. М.: Мир, 1974. 375 с.*
22. *Вакье В. Геомагнетизм в морской геологии. Л.: Недра, 1976. 192 с.*
23. *Макаренко Г.Ф. Планетарные горные дуги и мифы мобилизма. М.: Космосинформ, 1993. 280 с.*
24. *Kharitonov A.L., Fonarev G.A., Serkerov S.A., Kharitonova G.P. The calculation of the topology of deep magnetic inhomogeneous of the Earth's mantle from geomagnetic satellite deep-sounding methods // Proceedings of the first international science meeting «SWARM». 3-5 May 2006. Nantes. France. WPP-261.*
25. *Langel R.A., Berbert J., Jennings T., Horner R. MAGSAT data processing: a report for investigators // Technical Memorandum 82160. NASA. 1981. 328 p.*


KEYWORDS: *Arctic region, tectonic structure of the crust, world rift system, oil and gas potential of offshore territories of Russia.*

# Инновационная школа

# Brookes Moscow

## Как **Brookes Moscow** изменит российский рынок образования?

Весна – прекрасное время для родителей, чтобы подвести промежуточные итоги учебного года, задуматься насколько качественное образование получает ребенок, соответствует ли заявленный уровень школы реальному и какие перспективы он открывает в дальнейшем. Особенно остро этот вопрос стоит перед теми, кто выбрал платную школу, в буквальном смысле слова, инвестируя в будущее своих детей. Однако, давайте взглянем правде в глаза: «всегда ли Вы получаете то, за что платите»? По оценкам экспертов и, конечно же, самих родителей платное образование имеет свои проблемы – это, в первую очередь, непрозрачные коммерческие предложения, скрытые продажи дополнительных школьных товаров и услуг, ничем не подтвержденная гарантия образования мирового класса. Как показывает практика, выбор школы не должен основываться только лишь на ее имени и популярности: ни длинный «лист ожидания», ни заверения школ в академическом либо любом ином превосходстве не находят отражение в реальных долгосрочных интересах родителей и, главное, не служит интересам самих детей. Если «развернуть красивую рекламную упаковку», за ней может обнаружиться, самая обычная переоцененная школа с изношенными зданиями, стандартным оборудованием и простыми онлайн-ресурсами.

Совершенно иной подход будет предложено образовательным комплексом Brookes Moscow, открывающий свои двери для детей от 2 до 18 лет уже в сентябре 2018 года.

Brookes Moscow – это плод сотрудничества международной образовательной компании Brookes Education Group (BEG) и российской строительной компании Pioneer Group. Новый проект уже сейчас можно назвать одним из лидеров на рынке, поскольку за ним стоит целая сеть обладающих прекрасной репутацией школ BEG в Кембридже, Сеуле, Силиконовой долине и других интеллектуальных центрах мира.

Основная миссия школы – всестороннее сопровождение образовательного процесса по ключевым принципам и стандартам программы Международного бакалавриата (International Bacalaurette, или IB), закладывающая идеальный фундамент для получения высшего образования мирового класса. Высокий уровень преподавания в Brookes Moscow будет обеспечиваться высококвалифицированными специалистами и педагогами со всего мира.

Brookes Moscow с ее просторными, удобными и интерактивными классами будет располагаться в зеленом районе города в шаговой доступности от метро Ботанический сад. Brookes Moscow сможет предложить современные инновационные ресурсы под одной крышей (ну, или если говорить о футбольном поле, то непосредственно на крыше!): два крытых бассейна с подогревом, зал боевых искусств, танцевальная студия, многоцелевой гимнастический зал, баскетбольные площадки, дорожки для бега и даже специализированная спортивная инфраструктура для самых маленьких, все вместе создающие платформу для здорового и сбалансированного образования.

Раскрыть потенциал учеников помогут также центр актерского мастерства и театрального искусства, музыкально-инструментальные студии, лаборатории робототехники, студии дизайна, технологий и домоводства.

Важный момент для многих родителей: насколько Международный бакалавриат с его серьезными нагрузками и ведущей ролью английского языка будет интегрирован с российской учебной программой? В Brookes Moscow реализация российской программы в полном объеме – как это предусмотрено в обычных школах – не предполагается, но при этом, по желанию родителей, дополнительные занятия по «родным» предметам по запросу будут проводиться прямо в стенах школы: после уроков или в выходные дни. Помимо прочего, после окончания учебного дня в Brookes Moscow будут предусмотрены также и занятия по китайскому языку.

Brookes Moscow отличается и тем, что оперирует по принципу «все включено»: в плату за обучение уже войдут школьные поездки, питание, школьный автобус, внеклассные занятия и многое другое. Более того, дети смогут участвовать в глобальной программе обмена студентами и учиться в одной из школ BEG в других странах мира – неделю, полсеместра, семестр или целый год.

**Несомненно, партнерство Brookes Moscow и Pioneer Group, ясность подхода к образованию, последовательность программы IB, развитая инфраструктура и возможность продленного учебного дня сделают эту школу действительно уникальной на российском рынке образования. Присоединяйтесь к Brookes Moscow!**

*Подать заявку на обучение и узнать дополнительную информацию:*

**www.moscow.brookes.org** **admissions@moscow.brookes.org**

# ИССЛЕДОВАНИЯ СЛОЖНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

## Новые оптические методы

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВЫСОКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭКСПРЕССНОГО КОНТРОЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СТАВЯТ ЗАДАЧУ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ НАПРАВЛЕНИЙ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И ИДЕНТИФИКАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ. В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ СПЕКТРОСКОПИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ТРУДОЕМКОСТИ И ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

*THE UP-TO-DATE TECHNOLOGIES AND DEMANDING REQUIREMENTS TO IMPROVEMENT OF MONITORING OF ENVIRONMENT AND EXPRESS CONTROL OF PRODUCTION, SET AN OBJECTIVE OF ELABORATION OF NEW QUALITY CONTROL'S APPPROACHES AND IDENTIFICATION OF MULTICOMPONENT ORGANIC SYSTEMS. IN THE ARTICLE, THE SPECTROSCOPIC METHODS FOR THE DECREASE OF LABOUR INPUT AND SPAN TIME ON SPECIFICATION OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES ARE PRESENTED*

Ключевые слова: *мониторинг окружающей среды, сложные углеводородные системы, смеси органических соединений, экспрессный контроль, физико-химический свойства.*

УДК 504.064.38

**Доломатов Михаил Юрьевич,**
**к.т.н, д.х.н.,**
**Изобретатель СССР,**
**заслуженный деятель науки и техники,**
**профессор кафедры технологии нефти и газа**
**Уфимского государственного нефтяного технического университета,**
**профессор физико-технического института Башкирского государственного университета**

К многокомпонентным органическим системам относятся: углеводородные фракции нефтехимии и нефтепереработки, нефти, смолы, асфальтены, смеси полимеров, биогеохимические системы, продукты деструкции полимеров и твердые топлива, высокомолекулярные гетероатомные фракции и т.д. В нефтях, газоконденсатах и им подобных системах системообразующим, преобладающим элементом являются углеводороды, поэтому их часто именуют как углеводородные системы (УВС). Особенностью природных и техногенных МОС и УВС является их многокомпонентность и хаос распределения химического состава по каким-либо свойствам, поэтому они принадлежат к более общему типу систем – многокомпонентным системам с хаосом химического состава (МСХС). Существующие методы анализа трудно использовать для исследования МСХС, так как для подобных веществ характерно, во-первых, отсутствие исчерпывающей информации о структуре и составе компонентов, во-вторых, огромное число компонентов и их взаимодействий между собой затрудняют их исследование инструментальными методами. В последние десятилетия в исследовании нефтей, нефтепродуктов и других УВС широкое распространение получила ЯМР, ЭПР, ИК и другие методы спектроскопии. Применение известных методик спектроскопического исследования МСХС во всем диапазоне спектра характеризуется трудоемкостью, длительностью, плохой воспроизводимостью результатов анализа. Например, спектры УВС в метровой области в методе ЯМР искажаются спин-спиновым и спин-решеточным взаимодействием, связанным с наличием стабильных свободных радикалов и других парамагнитных частиц. В ИК-области спектра происходит малоизученное резонансное ангармоническое взаимодействие колебательных уровней различных компонентов. Под оптической спектроскопией понимают все методы количественного и качественного исследования, основанные на взаимодействии света с веществом. Оптическая спектроскопия основана на четырех явлениях: поглощении, отражении, рассеянии и люминесценции. Оптическая спектроскопия изучает пространственную и энергетическую структуру молекул в УФ-, видимом и ближнем ИК-диапазонах спектра (10–1500 нм), которая соответствует электронным переходам, поэтому оптическую спектроскопию называют электронной.





С электронными спектрами веществ связаны многие оптические явления, в частности цвет вещества. В оптической области, соответствующей длине волны 180–1100 нм, спектры МСХС, в частности УВС, как правило, имеют непрерывный характер, четкие полосы поглощения практически отсутствуют. В дальнейшем мы будем говорить о спектрах в оптической области от 180 до 1100 нм. Долгое время эту область рассматривали как малоинформативную для исследования сложных систем, таких как нефти, нефтяные остатки и дистилляты. Исключением явился ряд работ, выполненных в 1960–80 гг. Так, известны методики количественного определения ванадия и никель-порфиринов (полосы Соррe) в нефтях и высокомолекулярных нефтяных фракциях на аналитических длинах волн в диапазоне 400–600 нм. Куклинским А.Я. и Пушкиной Р.А. предложена методика определения содержания различных ароматических углеводородов в нефтях и нефтяных фракциях по показателям поглощения в диапазоне от 230 до 375 нм. Если говорить о методах исследования физико-химических свойств многокомпонентных углеводородных систем по УФ- и видимым спектрам, то, по-видимому, впервые в 1963 г. Норрисом (Norris M.S.) и Коггешеллом (Coggeshall N.D.) было отмечено существование зависимости между коксуемостью нефтяных масел и коэффициентами поглощения в области от 350 до 400 нм. В начале 1970-х гг. И.Л. Мархасиным были получены линейные зависимости коэффициента поглощения в видимой области от молярной массы асфальтенов. Кроме того, была установлена связь коэффициентов поглощения с нагарообразующей способностью масел и легких углеводородных фракций. З.Ф. Кузьминой, С.М. Слуцкой и др. были обнаружены линейные зависимости между коксообразующей способностью (выходом углерода) $W_p$ при коксовании нефтяных остатков переработки нефти от так называемого спектрального коэффициента коксообразующей способности $\Delta K$. При этом спектральный коэффициент $\Delta K$ рассчитывается путем разности коэффициентов поглощения, определенных на двух длинах волн 400 и 435 нм:

$$W_p = 441{,}35 \cdot \frac{\Delta K}{\Delta\lambda} + 3{,}42,$$
$$\Delta K = K_{400} - K_{435},$$
$$\Delta\lambda = 435нм - 400нм, \qquad (1)$$

где $W_p$ – выход кокса в кубе емкостью 1 л, % масс.

Для газойлевых фракций была получена улучшенная зависимость:

$$W_p = 3{,}23 \cdot \Delta K + 8{,}38. \qquad (2)$$

Преимущества описанных спектроскопических методов заключаются в снижении трудоемкости и временных затрат на определение физико-химических свойств, а также в небольшом количестве образца, необходимого для исследования. Однако обнаруженные в этих исследованиях явления связи физико-химических свойств имели частный характер и не были систематизированы. Анализ и обобщение этих результатов и новые данные по связи поглощения света и физико-химических свойств (ФХС) были выполнены нами в конце 80-х – начале 90-х гг.. В работах, выполненных в 90-х гг., автором были сформулированы основы нового направления – электронной феноменологической спектроскопии (ЭФС), которые развивались нами в дальнейшем в исследованиях различных веществ и материалов. К сожалению, многие специалисты не знакомы с этой областью, хотя в России и США в разное время было опубликовано несколько обзоров на эту тему.

Особенности физической методологии ЭФС заключаются в следующем:

*Предлагаемый подход к исследованию вещества относится к феноменологическому, т.к. любое вещество изучается как неделимая, единая квантовая система (квантовый континуум) без разделения его спектра на характеристические частоты или длины волн отдельных функциональных групп или компонентов*. В ЭФС изучаются общие для всей поглощающей свет системы интегральные характеристики спектров, например: интегральные коэффициенты поглощения, отражения, интегральные силы осцилляторов, цветовые характеристики, интегральные автокорреляционные функции, свертки сигнала и др. Эти физические величины характеризуют электронные состояния всех частиц и многообразные взаимодействия электронов, которые в свою очередь отражают различные физико-химические свойства (ФХС) вещества. В ряде работ убедительно показано, что электронное строение вещества, с одной стороны, определяет их физические и химические свойства и, с другой стороны – спектры. Нами установлено существование физических эффектов, связывающих интегральные характеристики оптических спектров вещества и совокупность его ФХС. Например, связь ФХС и интегральной способности поглощать излучение в широком диапазоне частот или длин волн (эффект «спектр-свойства»). Так, в работах, выполненных Доломатовым М.Ю. и Мукаевой Г.Р., для простых веществ в рядах атомов и молекул, близких по химической природе, установлен эффект, который описывает связь характеристик оптических спектров и ФХС. Обнаруженные закономерности имеют простой вид:

$$Z = \mu_{0i} + \sum \zeta_i x^m, \qquad (4)$$

где $Z$ – ФХС системы в соответствующих единицах измерения; $x$ – интегральная оптическая характеристика поглощения излучения образца вещества или его раствора при определенной длине волны или интегральная характеристика спектра; $m$ – показатель степени, обычно от 1 до 3; $\mu$, $\zeta$ – постоянные для данного класса веществ коэффициенты.

Установлено, что для индивидуальных атомарных и молекулярных веществ зависимость (3) может выражаться полиномом третьей степени:

$$Z = a_0 + a_1 X + a_2 X^2 + a_3 X^3, \qquad (5)$$

где $a_{0-3}$ – постоянные в данном гомологическом ряду 0-3.

Закономерности (5) использованы для определения ФХС инертных газов, непредельных углеводородов, замещенных соединений ряда бензола, конденсированных ароматических углеводородов и гетероатомных соединений. Установлено, что в нефтеподобных УВС достаточно ограничиться первым членом разложения (5):

$$Z = \mu + \zeta K, \qquad (6)$$

где K – коэффициент поглощения определенных в УФ- и (или) видимой области при определенной длине волны;

μ, ζ – коэффициенты, близкие для различных УВС, значения которых зависят от свойства и диапазона спектра. Коэффициент μ имеет размерность свойства УВС при нулевом поглощении, ζ – размерность свойства УВС, умноженного на размерность обратную коэффициенту поглощения, $K_\lambda$.

В общем виде для $n$ различных свойств имеем:

$$\left\{\begin{array}{l} Z_1 = \mu_1 + \zeta_1 \cdot K_{\lambda 1}, \\ Z_2 = \mu_2 + \zeta_2 \cdot K_{\lambda 2}, \\ \cdots \\ Z_n = \mu_n + \zeta_n \cdot K_{\lambda n}, \end{array}\right\} \quad (7)$$

где $Z_1 - Z_n$ – различные физико-химические свойства; $K_{\lambda 1} - K_{\lambda n}$ эффективные усредненные по всем компонентам коэффициенты поглощения в оптических спектрах, определенные в ближнем УФ-, видимом и ближнем ИК-диапазонах при аналитической длине волны λ; $\mu_i$, $\zeta_i$ – постоянные для данного свойства коэффициенты. За аналитические длины волн принимались те, для которых ошибка аппроксимации свойство – коэффициент поглощения наименьшая. В таблице 1 показаны отдельные значения коэффициентов, которые используются для определения различных ФХС нефтяных дистиллятов и вакуумных остатков.

Методики, основанные на принципе «спектр-свойство», были успешно применены для решения проблем разработки нефтяных месторождений, определения свойств нефтей, нефтепродуктов, а также совокупности различных свойств нефтяных остатков и высококипящих фракций.

В 2005–2010 гг. Доломатовым М.Ю. и Шуляковской Д.О. были установлены эффекты, связывающие свойства и интегральные силы осцилляторов (ИСО). ИСО легко определяются экспериментально, так как представляют собой площадь сигналов в спектрах, определяемых во всем диапазоне, от ближнего УФ- до ближнего ИК-диапазона:

$$\left\{\begin{array}{l} Z_1 = \gamma_{01} + \gamma_{11} \cdot \Theta, \\ Z_2 = \gamma_{01} + \gamma_{12} \cdot \Theta, \\ \cdots \\ Z_n = \gamma_{0n} + \gamma_{1n} \cdot \Theta, \end{array}\right\} \quad (8)$$

где $Z_1 - Z_n$ – свойства; $\Theta$ – ИСО; $\gamma_{01} - \gamma_{1n}$ – коэффициенты, постоянные для данного типа свойств.

Авторами исследована связь ИСО со следующими ФХС: молекулярной массой, относительной плотностью, потенциалом ионизации, сродством к электрону, температурами кипения и плавления, концентрацией парамагнитных центров, коксуемостью по Конрадсону и др.

В таблице 2 приведены отдельные коэффициенты зависимости (8) для УВС.

Цвет также является системным феноменологическим свойством, так как характеризует воспринимаемое наблюдателем среднее интегральное пропускание, рассеяние или отражение веществом электромагнитного излучения, исходящего от определенного источника. Поэтому как следствие существования эффектов «спектр-свойства» наблюдаются обнаруженные нами эффекты связи цветовых и физико-химических свойств веществ. В 1994–2000 гг. М.Ю. Доломатовым, О.Т. Кыдыгырчевой и др. были установлены эффекты, связывающие свойства УВС и цветовые характеристики их растворов, которые в линейном приближении имеют вид (9). В дальнейшем эффекты «цвет-свойства» для различных веществ были исследованы совместно с О.Т. Кыдыргычевой, Г.У. Ярмухаметовой, Д.О. Шуляковской, Л.А. Доломатовой и др. Зависимости «цвет-свойства» имеют следующий вид:

$$\left\{\begin{array}{l} Z_1 = \beta_1 + \beta_2 \cdot q_1, \\ Z_2 = \beta_2 + \beta_2 \cdot q_2, \\ \cdots \\ Z_n = \beta_n + \beta_n \cdot q_n, \end{array}\right\} \quad (9)$$

где $Z_1 - Z_n$ – физико-химические свойства; $\beta_1$ и $\beta_n$ – коэффициенты

ТАБЛИЦА 1. Зависимости (6, 7) «спектр-свойства», связывающие коэффициент поглощения и ФХС УВС Z = μ + ζK

| ФХС УВС | Аналитическая длина волны, нм | Коэффициент линейной корреляции | Коэффициенты регрессии* | | Тип УВС |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | μ | ζ | |
| Коксуемость по Конрадсону, % масс. | 455 | 0,91 | 0,02 | 7,30 | Прямогонные нефтепродукты, вторичные нефтепродукты, полимерные смолы, асфальтены и смолы |
| Энергия активации вязкого течения, кДж/моль | 476 | 0,98 | 1,04 | 19,88 | Вторичные остатки, нефтеполимеры, олигомеры |
| Молекулярная масса, а.е.м. | 667 | 0,93 | 356 | 1033,2 | Олигомеры, тяжелые остатки |
| Температура начала разложения, °С | 714 | 0,96 | 166 | 5,38 | Средние тяжелые фракции типа газойлей, битумы |
| Относительная плотность | 352 | 0,95 | 0,8982 | 0,0101 | нефтяные остатки, полимерные смолы, нефти |
| Концентрация углеродных парамагнитных центров (ПМЦ), спин/(см$^3$ *10$^{17}$) | 357 | 0,97 | 1,3475 | 1,6453 | нефтяные остатки и нефти |
| коэффициент μ имеет размерность свойства, а ζ – размерность свойства, умноженного на коэффициент поглощения | | | | | |





ТАБЛИЦА 2. Свойства УВС, определенные по зависимостям (8)

| Физико-химическое свойство | Диапазон определения $\Theta_k$, нм | Коэффициенты | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Зависимость (8) | | Корреляции | Вариации, % |
| | | $\gamma_0$ | $\gamma_1$ | | |
| Коксуемость по Конрадсону, % масс. | 380–780 | 1,4990 | 0,0316 | 1,00 | 5,86 |
| Среднечисловая молекулярная масса, а.е.м | 380–780 | 289,4033 | 0,9843 | 0,99 | 11,73 |
| Энергия активации вязкого течения, кДж/моль | 380–780 | -1,6880 | 0,0752 | 1,00 | 7,77 |
| Конц. углеродных парамагн. центров, (спин/см$^3$) * 1018 | 280–780 | -6,1701 | 0,0289 | 0,99 | 13,53 |
| Относительная плотность | 380–780 | 0,9250 | 0,0001 | 0,98 | 1,20 |

постоянные для данных источников и свойств; $q_1 - q_n$ – так называемые цветовые координаты в колориметрических системах RGB и XYZ, которые определяются из спектров пропускания или поглощения и рассчитываются для определенного вида источников света.

Методики контроля ФХС на основе эффектов «цвет-свойства» позволяют разработать дистанционные способы контроля свойств различных УВС, в частности методики контроля их свойств по фотоизображениям.

Таким образом, феноменологические методы электронной спектроскопии включают определение физико-химических свойств веществ по интегральным оптическим характеристикам системы, идентификацию, исследование электронной структуры и реакционной способности.

Физический смысл зависимостей (4)–(9) становится понятным, исходя из того, что электронное строение веществ, с одной стороны, определяет его физические и химические свойства и, с другой стороны – спектры. Отсюда следует, что электронные спектры могут быть применены для определения различных свойств веществ. Таким образом, связь «спектр-свойства» имеет простую интерпретацию в рамках теории химического строения. Объективность этих эффектов становится более ясной из квантовой механики. Энергетический дискретный спектр молекул, как известно, определяется собственными значениями матрицы Фока (гамильтониан уравнения Рутана – Хартри – Фока) (10), и соответствующая волновая функция Ψ связана с этой энергией:

$$F\Psi = E\Psi \quad (10)$$

В соответствии с правилами квантовой механики среднее значение любого свойства выражается через оператор свойства f и волновую функцию:

$$< f(x) > = \int f(x) \cdot |\psi(x)|^2 dx, \quad \text{т.к. } |\psi(x)|^2 = \psi^*(x)\psi(x) \quad (11)$$

Из соотношения (11) следует, что изменение волновой функции, зависящей от энергетических характеристик молекулы, оказывает влияние на спектроскопические и макроскопические свойства молекул. Иными словами, изменение свойств связано с изменением энергии электронной системы и спектра электронных состояний. Это делает возможным определение физических и химических свойств по интегральным характеристикам спектра. Таким образом, эти интегральные характеристики несут информацию о физических, химических свойствах простых сложных и веществ.

На основе установленных закономерностей (6)–(8) разработаны способы определения свойств УВС и МОС, которые могут применяться для технического контроля нефтехимических производств, в геофизических исследованиях продуктивности пластов в нефтяных коллекторах, геологии, технологии разработки месторождений. Относительная ошибка определения свойств не превышает 5–10 %, коэффициенты вариации лежат в пределах 3–5 %, а коэффициенты корреляции находятся в диапазоне от 0,8 до 0,99. Время определения ФХС для различных УВС не превышает 5–20 минут, что на 1–2 порядка быстрее исследования вещества стандартными методами. Таким образом, предложенные методики анализа не превышают по точности и не заменяют стандартные, но по скорости анализа существующий способ превышает стандартные на 1–2 порядка. Это чрезвычайно важно в тех случаях, когда требуется быстрая оценка совокупности ФХС УВС. Например, при контроле высокотемпературных реакторных процессов нефтепереработки за несколько минут требуется определить ФХС продуктов и полупродуктов. Итак, одним из направлений применения метода является экспресс-контроль технологической ситуации в реакторе, а также текущий контроль качества сырья и продукции нефтехимпереработки. Методики определения ФХС также перспективны при разработке нефтяных месторождений и транспортировке нефти, так как позволяют оперативно контролировать изменение свойств пластовых, резервуарных и товарных нефтей.

На основе ЭФС разработаны методики идентификации УВС по оптическим спектрам поглощения.

Для УВС в области 300–7800 нм установлено экспоненциальное распределение интенсивностей поглощения света в ближней УФ- и видимой области спектра:

$$K(\lambda) = Q\,exp\,(-p\lambda) + TC, \quad (12)$$

где $K(\lambda)$ – функция распределения коэффициента поглощения; $Q$ – фактор интенсивности; $p$ – вероятность светопоглощения; $TC$ – вклад тонкой структуры спектра.

Вклад тонкой структуры при любой длине волны может быть оценен как отклонение реального распределения – $K\text{э}$ от расчетного – $Kp$ с последующим суммированием по всем длинам волн:

$$TC = \sum_i \frac{|K\text{э}, i - Kp, i|}{K\text{э}, i}, \quad (13)$$

ТАБЛИЦА 3. Параметры идентификации многокомпонентных систем

| Углеводородные системы | Параметры идентификации | | |
|---|---|---|---|
| | *Ln Q* | $-P_\lambda \cdot 10^{-3}$ | *TC* |
| Ромашкинская нефть | 4,06 | 10,10 | 19,11 |
| Кушкульская нефть | 4,21 | 9,86 | 20,12 |
| Вятская нефть | 4,20 | 8,27 | 17,81 |
| Западносибирская товарная нефть | 9,55 | 8,73 | 10,01 |
| Игровская нефть | 3,90 | 6,26 | 22,81 |
| Термообработанный поливинилхлорид | 5,48 | 7,00 | 16,21 |
| Смола пиролиза бензина | 5,45 | 21,77 | 16,31 |
| Асфальтены гудрона | 6,9 | 9,5 | 6,0 |
| Полиантрацен | 1,0 | 6,7 | 3,6 |

В таблице 3 приведены результаты расчета этих параметров для электронных спектров в диапазоне 300–800 нм ряда типичных УВС: нефтей, нефтепродуктов и полимеров. Из табличных данных следует, что размерность параметра $P_\lambda$ порядка $10^{-3}$. Вероятность светопоглощения $P_\lambda$ – аддитивна. Если учесть различие параметров *TC* и *Q*, то практически не существует двух смесей с одинаковыми значениями 3-х параметров. Иными словами, эти параметры являются своеобразными «отпечатками пальцев» и могут быть использованы для идентификации УВС. На основе данного подхода были разработаны методики определения продуктивности нефтяных пластов и идентификации углеводородных загрязнений окружающей среды. Показано, что подобный способ применим для идентификации индивидуальных веществ – углеводородов и красителей.

Задача определения реакционной способности смесей, к которым принадлежат УВС и МОС, возникает при контроле реакторных процессов пиролиза, замедленного коксования, гидроочистки, деасфальтизации и др. Для оптимизации реакторных процессов необходимо знать кинетические и термодинамические характеристики процесса – эффективные энергии активации или так называемые индексы реакционной способности. Для простых молекул эта задача в большинстве случаев решается. Существует потребность определения средних характеристик реакционной способности смесей. Для многокомпонентных смесей единственным способом решения этой задачи является ЭФС.

В частности, удалось решить задачу определения средних показателей реакционной способности УВС, характеризующих их химическую активность в процессах замедленного коксования – эффективных потенциалов ионизации систем (ЭПИ) и эффективного сродства к электрону (ЭСЭ). Основой являются многочисленные исследования, которые доказывают существование физических эффектов связи энергий ионизации, сродства к электрону и других характеристик электронной структуры атомов, молекул и наночастиц с интегральными параметрами сигналов в их электронных спектрах. Эти эффекты установлены нами в ходе статистического исследования нескольких сотен спектров атомов и молекул на ЭВМ и имеют вид, передаваемый, например, зависимостями (14), (15) и аналогичными формулами. Указанные зависимости связывают интегральные характеристики поглощения света с потенциалами ионизации и сродством веществ к электрону:

$$EA = \beta_1 + \beta_2 \Theta, \qquad (14)$$

$$IP = \alpha_1 + \alpha_2 \Theta, \qquad (15)$$

где $\Theta$ – ИСО, $EA$ и $IP$ – потенциалы ионизации (ПИ) и сродства веществ к электрону (СЭ) в эВ;

коэффициенты $\beta_1$ и $\beta_2$, $\alpha_1$ и $\alpha_2$ получены обработкой данных известных веществ.

В таблицах 4–6 приведены некоторые результаты исследования

ТАБЛИЦА 4. Характеристики реакционной способности в гомологических рядах органических соединений

| Зависимость | | $\theta_{lg}$ – определена по логарифмам сигнала поглощения | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Гомологический ряд | Хар-ка донорно-акцеп. способ. Е | Коэффициенты зависимости | | Статистические характеристики | |
| | | $\alpha_2$, ($\beta_2$) эВ·нм$^{-1}$ | $\alpha_1$, ($\beta_1$) эВ | Коэф. корреляции | Ср. квадратич. откл. |
| Тиолы | ПИ | -0,001697 | 9,2890 | 0,95 | 0,05 |
| | СЭ | 0,0024856 | -0,5034 | 0,89 | 0,12 |
| Ненасыщенные циклические сульфиды | ПИ | 0,002434 | 9,7041 | 0,93 | 0,14 |
| | СЭ | 0,0016888 | -0,0512 | 0,92 | 0,07 |
| Ароматические соединения | ПИ | -0,00238 | 9,4950 | 0,85 | 0,49 |
| | СЭ | 0,000978 | 0,1100 | 0,85 | 0,16 |
| Азотсодержащие соединения | ПИ | 0,00250 | 10,11 | 0,88 | 0,22 |
| Хиноны | ПИ | 0,00261 | 11,45 | 0,95 | |
| Полициклические кислородсодержащие соединения | ПИ | 0,00320 | 10,60 | 0,92 | |
| Органические спирты и окси-соединения | ПИ | 0,00169 | 9,34 | 0,93 | |





эффективных потенциалов ионизации (ЭПИ) и сродства к электрону (ЭСЭ) различных УВС и индивидуальных углеводородов. В целом во всех МСХС наблюдаются низкие ЭПИ и высокие СЭ. Исключение составляют асфальтены технического углерода и бурого угля, у которых ЭПИ и ЭСЭ существенно ниже, чем в веществах нефтяного происхождения, и приближаются к соответствующим показателям ароматических полициклических углеводородов. В асфальтенах и УВС чем меньше эффективные ЭПИ, тем больше эффективные ЭСЭ системы.

Преимущества описанных спектроскопических методов заключаются в снижении трудоемкости и временных затрат на определение физико-химических свойств, а также в небольшом количестве образца, необходимого для исследования. Однако обнаруженные в этих исследованиях явления имели частный характер и не были систематизированы.

Возможности обнаруженных эффектов не исчерпываются

ТАБЛИЦА 5. Результаты определения ПИ и СЭ для углеводородов

| Соединения | Потенциал ионизации, эВ | |
|---|---|---|
| | по ( ) | фотоэлектронная спектроскопия |
| Дивинил-бутадиен 1,3 | 9,08 | 9,07 |
| Бензальдегид | 8,62 | 9,51 |
| 1,2 – Бензперилен | 6,76 | 7,10 |
| Коронен | 7,97 | 7,56 |
| Соединения | Сродство к электрону, эВ | |
| | по ( ) | полярография |
| Анантрен | 1,02 | 1,00 |
| 1, 2 – Бензперилен | 1,29 | 1,30 |
| 4,5-11,12 – Дибензпиропирен | 0,94 | 1,10 |
| Тетрацен | 0,89 | 0,90 |

УВС и МОС. Перечисленные направления не исчерпывают потенциал ЭФС, она перспективна в других областях науки и техники, например в астрофизике – для дистанционного исследования свойств космических веществ. Так, совместно со специалистами в области медицинской диагностики разработаны методы диагностики различных болезней по спектрам биологических жидкостей, например для оценки состояния здоровья, болезней печени, диагностики опухолей головного мозга. В последние годы наметилась еще одна область применение ЭФС – нанотехнология и молекулярная

ТАБЛИЦА 6. Средние значения эффективных характеристик электронной структуры ряда нефти и дистиллятов различного происхождения

| Системы | Средний ЭПИ, эВ | Средние ЭСЭ, эВ |
|---|---|---|
| Дизельные фракции | 9,5-10,5 | 0,1-0,2 |
| Мальтены | 8,5-9,0 | 0,1-0,5 |
| Полициклическая ароматика | 8,0-8,5 | 0,0-0,5 |
| Смолы легкие | 7,5-8,0 | 1-2 |
| Смолы тяжелые | 6,0-7,5 | 2-3 |
| Асфальтены: | 4,7-6,9 | 1,2-3,5 |
| Товарные и резервуарные нефти: | 6,5-7,5 | 0,8-1,3 |
| Арланская | 7,3 | 1,01 |
| Сергеевская | 7,6 | 0,91 |
| Узеньская | 7,5 | 0,93 |
| Кушкульская | 7,4 | 0,96 |
| Вятская | 6,8 | 1,2 |
| Западносибирская товарная (ЗСН) | 7,4 | 1,16 |
| Дизельные фракции | 9,5–10,5 | – |
| Мальтены | 8,5–9,0 | 0,1–0,5 |
| Полициклические ароматические фракции | 8,0–8,5 | 0,0-0,5 |
| Смолы легкие | 7,5–8,0 | до 1,7 |
| Смолы тяжелые | 6,0–7,5 | 2–3 |
| Гудроны: | | |
| Пермской нефти фр. Ткип 400 °С | 6,45 | 1,37 |
| Иорданской нефти фр. Ткип 400 °С | 6,57 | 1,31 |
| Западносибирской нефти фр. Ткип 400 °С | 6,32 | 1,41 |
| Котур-тепинской нефти фр. Ткип 400 °С | 6.58 | 1,30 |
| Смесь ближневосточных нефтей фр. Ткип 450 °С | 6,15 | 2,14 |
| Асфальты деасфальтизации западносиб. нефтей | 6,2–6,7 | 1,2–3,2 |
| Экстракты селективной очистки масел | 6,0–7,0 | 1,2–1,8 |
| Дистиллятные крекинг-остатки | 6,1–6,5 | 1,5–2,5 |
| Битум строительный марки 4 | 5,80 | 1,65 |
| Битум компаундированный Тр = 43 °С по КиШ | 5,51 | 1,75 |
| Битум окисленный Тр = 87 °С по КиШ | 5,60 | 1,70 |

электроника. Методом ЭФС возможно определение параметров электронной структуры сложных соединений и наночастиц, необходимых для создания элементной базы молекулярных устройств.

Созданы предпосылки для разработки промышленных методик для исследования физико-химических свойств УВС. Разработанные методы экспрессного определения показателей качества многокомпонентных смесей легко поддаются автоматизации. Важным направлением, имеющим практическое приложение, является контроль свойств веществ и материалов по спектрам отражения и фотоизображениям объектов.

Одним из самых интересных выводов ЭФС является положение о том, что свет, который поглощается или излучается всей системой, несет информацию обо всех усредненных по составу физических свойствах вещества, что подтверждают многочисленные исследования, проведенные в последние годы.

***Литература***


1. *Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. М.: Химия, 1998.*
2. *Ф.Г. Унгер, Л.Н. Андреева. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. – Новосибирск: Наука, 1995.*
6. *Калабин Г.А., Каницкая Л.В.,. Кушнарев Д.Ф. Количественная спектроскопия ЯМР природного органического сырья и продуктов его переработки. М.: Химия, 2000.*
7. *Куклинский А.Я., Пушкина Р.А. Состав и строение высококипящих ароматических углеводородов коробковской и жирновской нефтей. // Химия и технология топлив и масел. – 1972. – № 2.*
8. *Вилков Л.В., Пентин Ю.А. Физические методы исследования в химии. Структурная химия и оптическая спектроскопия. – М.: Высшая школа, 1987.*
9. *Шмидт В. Оптическая спектроскопия для химиков и биологов. М.: Техносфера, 2007.*
10. *Ельяшевич М.А. Атомная и молекулярная спектроскопия, 2 изд., М.: Эдиториал УРСС, 2001.*
11. *Синклер С., Дэвид Баттл, Брайан Ригги др. Цвет в промышленности, под ред. Родерика Мак-Дональда; пер. с англ. под ред. Ф. Ю. Телегина. – М.: Логос, 2002.*
12. *Свердлова, О.В. Электронные спектры в органической химии. Изд.2, перераб. – Л.: Наука, 1985.*
13. *Коггесхал Н.Д., Норрис М.С. Способ определения остатка при коксовании углеводородных масел. // Патент 1259606 ФРГ, МПК 01п. Заявл. 20.12.63; опубл. 08.08.68. Б.И. № 4.*
14. *Мархасин И. Л.Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1974.*
15. *Лыщенко П.З., Нестеров А.В. Оптическая плотность как показатель качества работавших масел // Нефтепереработка, нефтехимия, сланцепереработка. – 1976. – № 2.*
16. *Кузьмина З.Ф, Сарманаев Р.С., Галиакбаров М.Ф. и др. Оптическая плотность как показатель нагарообразующей способности бензинов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1979. – № 11.*
17. *Кузьмина З.Ф. Исследование спектральными методами дистиллятных и остаточных нефтепродуктов, как сырья термических процессов. Автореферат дисс. к.т.н. – Уфа: УНИ, 1980.*
22. *Хашпер Л.М. Определение реологических характеристик нефтяных дисперсных систем с применением радиоспектральных методов и электронной спектроскопии. Автореферат дисс. к.т.н. –. Томск: ИХН СОАН РФ, – 1998.*
31. *Калашченко Н.В., Доломатов М.Ю., Дезорцев С.В. Электронная феноменологическая спектроскопия крови человека в норме и патологии. Теория и практические аспекты. – М.: Интер, 2010.*
37. *Ярмухаметова Г.У., Доломатов М.Ю. Расчет средней молекулярной массы, коксуемости и энергии активации вязкого течения пластовых проб нефти по корреляциям «цвет-свойства» // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2009. – № 7.*
39. *Патент РФ № 2013151041 Способ определения физико-химических свойств многокомпонентных углеводородных систем/ Доломатов М.Ю., Шуляковская Д.О., Доломатова М.М. – Заявлено 15.11.2013, опубл.22.07.2015, бюлл. № 14.*
41. *Шуляковская Д.О., Доломатов М. Ю., Доломатова М.М, Еремина С.А. Метод фотоизображений в информационной системе контроля физико-химических свойств многокомпонентных углеводородных систем // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2014. – Т. 9 – №1.*
44. *ЛандауЛ.Д., ЛифшицЕ.М. Квантовая механика (нерелятивистская теория). Издание 6-е, исправленное. М.: Физматлит, 2004. 800 с.*
45. *Минкин В.И., Симкин Б.Я., Миняев Р.М. Теория строения молекул. Ростов-н-Дону: Феникс, 1997.*
53. *Ковалева Э.А., Доломатов М.Ю. Автокорреляционный анализ спектров поглощения электромагнитного излучения молекулами полициклических соединений впетагерцовой области // Электромагнитные волны и электронные системы. – 2016. – №9.*


KEYWORDS: *environmental monitoring, complex hydrocarbon systems, mixtures of organic compounds, Express control, physical and chemical properties.*


КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА · Messe Düsseldorf

Neftegaz.RU
номер 3/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 622.03

# ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

**Севастьянов Алексей Александрович,**
**к.т.н.,**
**доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**Коровин Константин Владимирович,**
**к.т.н.,**
**доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**Зотова Ольга Павловна,**
**ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

**Институт геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета**

**Зубарев Денис Иванович,**
**ведущий геолог,**
**ООО «Научно-Исследовательский Инновационный Центр Нефтегазовых Технологий»**

БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА – УНИКАЛЬНЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, РАСПОЛОЖЕННЫЙ ПРАКТИЧЕСКИ НА ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. АНАЛИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ «АЛГОМЕС-2» ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯВИТЬ ТЕНДЕНЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ДАННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ ДВОЙНОЙ СРЕДЫ ПРОДУКТИВНОГО КОЛЛЕКТОРА, ОЦЕНИТЬ БЛИЖАЙШУЮ И СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ РАЗРАБОТКИ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

*THE BAZHENOV FORMATION IS A UNIQUE GEOLOGICAL COMPLEX, LOCATED PRACTICALLY ON THE WHOLE TERRITORY OF WESTERN SIBERIA. ANALYSIS OF THE EXPERIENCE OF WELL OPERATION USING THE DISPLACEMENT CHARACTERISTIC "ALGOMES-2" ALLOWS US TO IDENTIFY TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF THESE DEPOSITS, TAKING INTO ACCOUNT THE PRESENCE OF A DUAL ENVIRONMENT OF THE PRODUCTIVE RESERVOIR, TO ASSESS THE NEAR AND MEDIUM TERM DEVELOPMENT PROSPECTS, TAKING INTO ACCOUNT THE USE OF MODERN TECHNOLOGIES FOR IMPACT ON THE RESERVOIR*

Ключевые слова: *Баженовская свита, дренируемые запасы, прогноз добычи нефти.*

Основной опыт эксплуатации отложений баженовской свиты приходится на территорию ХМАО-Югры. По состоянию на 01.01.2016 имелся опыт разработки по 368 скважинам на 39 месторождениях. Накопленная добыча нефти из баженовской свиты составила 8,54 млн т, из них добыча нефти в 2015 году составила 0,6 млн т. В 2015 году на пластах баженовской свиты работало 188 скважин со средним дебитом по нефти 13,4 т/сут, по жидкости – 16,9 т/сут. Основная доля добычи нефти (66,0%) и действующих скважин (59,0%) приходится на месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» [1].

**ФАКТЫ**

**368**

скважин на 39 месторождениях разрабатывается в ХМАО-Югра

В ходе анализа промысловых данных по скважинам, эксплуатирующим баженовскую свиту, выявлено, что динамика показателей работы большинства скважин характеризуется чередующимся повышением и снижением дебита нефти, что свидетельствует об активности трещин в результате изменения в них эффективного давления. Кроме того, геологические особенности баженовской свиты предопределяют практически безводный характер добычи скважинной продукции.

Вышеперечисленные факторы существенно затрудняют применение известных методик для оценки характера выработки запасов по скважинам, определения дренируемых запасов. В связи с этим в настоящей работе был предложен математический аппарат для прогнозирования показателей выработки запасов для условий разработки отложений баженовской свиты.

При математическом описании принимаются обозначения: $Q_1$ и $Q_2$ – текущие запасы в проводящей и подпитывающей средах в расчете на единицу объема пласта. Очевидно, что давления, под которыми они находятся, пропорциональны их объемам и потому интенсивность перетоков из линз в каналы можно принять в виде:

$$-\frac{dQ_2}{dt} = \beta(Q_2 - Q_1), \qquad (1)$$

а интенсивность отбора запасов из каналов:

$$-\frac{dQ_1}{dt} = \alpha Q_1 + \beta(Q_2 - Q_1) \qquad (2)$$

здесь $\alpha$ и $\beta$ – постоянные коэффициенты с размерностью, обратной времени.

Если в (2) откинуть второе слагаемое, то будет получен закон, устанавливающий, что скорость отбора запасов пропорциональна их наличию. Этот закон подтверждается многочисленными наблюдениями за изменениями темпа отбора в зависимости от остаточных запасов.

Для решения системы уравнений (1) и (2) полезно заменить остаточные запасы $Q_1$ и $Q_2$ на добытые их количества:

$$\overline{Q}_1 = Q_0 - Q_2\,;\ \overline{Q}_2 = Q_0 - Q_1\,,$$

где $Q_0$ – начальные дренируемые запасы без его разделения на линзы и каналы, поры и трещины. В условиях баженовской свиты разработка, которой ведется на естественном режиме, будет определятся объемом геологических запасов нефти, вовлеченных в разработку.

В новых обозначениях получаем следующую систему уравнений:

$$\frac{d\overline{Q}_2}{dt} = \beta(\overline{Q}_1 - \overline{Q}_2) \qquad (3)$$

$$\frac{d\overline{Q}_1}{dt} = \alpha(Q_p - \overline{Q}_1) + \beta(\overline{Q}_2 - \overline{Q}_1)\,. \qquad (4)$$

Необходимость такой замены продиктована тем, что $\overline{Q}_1$ и $\overline{Q}_2$, а точнее их сумма, определяется промысловыми замерами. Для упрощения в дальнейшем тильды над переменными $Q_1$ и $Q_2$ будем опускать.

Система из двух дифференциальных уравнений (3) и (4) приводится к одному

дифференциальному уравнению второго порядка:

$$D^2Q_1 + (\alpha + \beta)DQ_1 + \alpha\beta Q_1 = \alpha\beta Q_0 . \quad (5)$$

Это уравнение может быть решено, если будут заданы начальные условия, которым в момент удовлетворяет функция $Q_1$ и ее первая производная $DQ_1$. Поскольку $Q_1$ соответствует объему извлеченных из залежи запасов, то $Q_1(0)=0$, величина производной $DQ_1$ соответствует темпу их извлечения, который обычно задается пропорциональным начальным извлекаемым запасам, так что можно принять $DQ_1 = \gamma Q_1$, где $\gamma$ – некоторая величина, обратно пропорциональная времени, как и ранее введенные параметры $\alpha$ и $\beta$. Заменим $Q_1(t)$ на $Q_n(t)$.

При заданных начальных условиях решение (5) представляется в виде

$$Q_n(t) = Q_0\left(1 - \frac{\gamma-\beta}{\alpha-\beta}e^{-\alpha t} - \frac{\alpha-\gamma}{\alpha-\beta}e^{-\beta t}\right). \quad (6)$$

Принимая во внимание физические процессы, полагаем $\alpha > \beta$ и поэтому первое слагаемое (6) уменьшается быстрее, характеризуя выработку запасов из трещинных каналов, так что по истечении некоторого промежутка времени наибольший вклад в добычу нефти из залежи будет вносить второе слагаемое, определяющее поступление нефти из поровой матрицы.

Чтобы раскрыть физической смысл коэффициентов, рассмотрим скважину, эксплуатируемую механизированным способом с постоянным забойным давлением $p_з$, при этом в условиях упруго-замкнутого режима пластовое давление $p_n$ снижается и показатели работы можно описать следующей системой уравнений:

$$q = K(p_n - p_з), \quad (7)$$

$$q = \frac{dV}{dt} = -\beta_n V\frac{dp_n}{dt}, \quad (8)$$

где $K$ – коэффициент продуктивности скважины; $V$ – геологические запасы нефти в залежи; $\beta_n$ – упругоемкость нефти. Поскольку упругоемкость нефти значительно превышает сжимаемость скелета, то для упрощения выкладок последней можно пренебречь. Приравнивая (7) и (8), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение для $p_n$, разрешая которое относительно $p_n$ будет иметь:

$$p_n(t) = p_з + (p_0 - p_з)e^{-at}, \quad (9)$$

где $a = \frac{K}{\beta_n V}$.

Как видно, при достаточно большом времени $t$ пластовое давление сравняется с давлением на забоях скважин и приток нефти к ним прекратится.

Из (9) с учетом (7) получим следующее выражение для суточного отбора

$$q(t) = q_0 e^{-\frac{q_0 t}{Q_0}}, \quad (10)$$

или для накопленного отбора нефти:

$$Q_n(t) = Q_0\left(1 - \exp\left(-\frac{Q(t)}{Q^0}\right)\right) \quad (11)$$

**ФАКТЫ**

**13,4** т/сут

средний дебит нефти на пластах баженовской свиты 188 скважин в 2015 г.

**80** %

фонда имеет величины дренируемых запасов нефти менее 30 тыс. т, которые не обеспечивают рентабельность разработки баженовской свиты

где $q_0$ – суточный дебит скважин в момент пуска; $Q(t)$ – накопленная добыча жидкости.

Важно отметить, что динамика снижения пластового давления при истощении упругого запаса определяет динамику накопленной жидкости и соответственно предельный объем накопленной нефти

Для условий двойной среды зависимость (11) с учетом (6) перепишем в следующем виде:

$$Q_n(t) = Q_0\left(1 - Q_1\exp\left(\frac{-Q(t)}{Q_1 Q_0}\right) - (1-Q_1)\exp\left(\frac{-\beta_n Q(t)}{Q_1(1-Q_1)}\right)\right) \quad (12)$$

Таким образом, из (12) следует что коэффициенты $\alpha$, $\beta$ – характеризуют интенсивность затухания отбора запасов нефти $Q_1$ и $(1-Q_1)$ соответственно из проводящей и подпитывающей сред. При этом отражают особенности проявления естественного режима. Отношение коэффициентов $\alpha/\beta$ соответствует отношению гидропроводности проводящей и подпитывающей среды.

С целью определения параметров, входящих в зависимость (12), обозначим через $Q_n^{\phi}(t)$ фактическую накопленную добычу нефти и образуем разность $\Delta_n = Q_n(t_n) - Q_n^{\phi}(t_n)$, где $t_n$ – значения времени в пределах заданного периода наблюдения. Параметры $\alpha$, $\beta$, $Q_1$, $Q_0$ находятся таким образом, чтобы сумма квадратичных отклонений $S = \sum_n \Delta_n^2$ имела минимальное значение. Для нахождения минимума применяется метод наискорейшего спуска с использованием стандартных программ. Представленный выше алгоритм получил название «АЛГОМЕС-2» по имени авторов Р.И. Медведского и А.А. Севастьянова.

На рисунке 1 представлена адаптация модели «АЛГОМЕС-2» по выше приведенному алгоритму. Параметры, определенные в ходе обработки промысловых данных по одной из скважин, дренирующей баженовскую свиту на месторождении, приуроченном к Сургускому своду, следующие: $Q_0$ = 256,7 тыс.т.; $Q_1$ = 0,794 д.ед.; $a$ = 0,741; $b$ = 0,143; прогнозируемый отбор нефти 23.5 тыс. т, что составляет 9,5 % от вовлеченных запасов и сопоставима с упругим запасом.

РИС. 1. Пример адаптации модели «АЛГОМЕС-2»

РИС. 2. Прогноз добычи нефти из баженовской свиты ХМАО-Югры

По результатам анализа эксплуатации скважин 80 % фонда имеет величины дренируемых запасов нефти менее 30 тыс. т, которые не обеспечивают рентабельность разработки баженовской свиты. Накопленная добыча нефти свыше 30 тыс. т/скв отмечается по 20 % скважин, площадь дренирования по ним превышает 150 га/скв, что свидетельствует о расположении забоев в обширных зонах трещиноватости горных пород.

Если иметь в виду перспективы применения современных технологий воздействия на пласт, то величина накопленной добычи с использованием технологий ГС (горизонтальных скважин) с МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) на объектах-аналогах «сланцевой нефти» за рубежом достигает уровня 13–15 тыс. т. на скважину, что также принципиально не изменяет эффективность выработки запасов нефти. Темпы падения добычи на североамериканских месторождениях Баккен и Игл Форд составляют 25,0–40,0 % в год, их разработка может окупиться через 7–10 лет при условии сохранения входных дебитов нефти и цены на нефть $73 за баррель, что в настоящее время является не реалистичным сценарием.

**ФАКТЫ**

До **2030** г.

уровни добычи нефти оцениваются в диапазоне 700–800 тыс. т в год

На основании проведенного анализа, а также данных по применению ГРП и ГС с МГРП авторами выполнен прогноз уровней добычи нефти по объектам, стоящим на государственном балансе, с учетом применения современных технологий воздействия на пласт (рисунок 2). Прогноз осуществлен с использованием методики «АЛГОМЕС-2» и алгоритмов, описанных в работах [1-4].

## Заключение

Согласно выполненному прогнозу, уровни добычи нефти как с применением технологий строительства скважин с горизонтальным окончанием и проведением гидроразрыва пласта, так и без них, оцениваются в диапазоне 700–800 тыс. т в год до 2030 года. Очевидно, что без активного внедрения технологий воздействия на битуминозные сланцы, баженовская свита не может являться существенно значимой для нефтяной отрасли России.

В текущих условиях подход к разработке залежей баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры должен быть избирательным, с расположением скважин в зонах трещиноватости горных пород, что предполагает поиск и применение методов локализации зон повышенной продуктивности на основе анализа амплитудно-частотных характеристик сейсморазведки баженовской свиты.

*Литература*

1. *Коровин К.В., Печерин Т.Н. Анализ результатов эксплуатации скважин из отложений баженовской свиты на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 12. – С. 91–94.*
2. *Медведский Р.И., Севастьянов А.А., Коровин К.В. Прогнозирование выработки запасов из пластов с двойной средой // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2005. – №15. – С. 49–53.*
3. *Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. – СПб.: Недра, 2004. – 192 с.*
4. *Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – 92 с.*

KEYWORDS: *Bazhenov formation, kerogen type collector, drained reserves, oil production forecast.*

# ЭНЕРГАЗ:

## опыт подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

РЕКЛАМА

С КАЖДЫМ ГОДОМ ПРОБЛЕМА ИСТОЩЕНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РФ СТАНОВИТСЯ ВСЕ ОСТРЕЕ, В СВЯЗИ С ЧЕМ МНОГОКРАТНО ВОЗРАСТАЕТ И ВАЖНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА. СПЕЦИАЛИСТЫ ГРУППЫ КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ ПРЕДЛАГАЮТ РЕШАТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ЗАДАЧУ КОМПРИМИРОВАНИЯ НН ПНГ КОМПЛЕКСНО

*WITH EVERY YEAR THE PROBLEM OF DEPLETION OF MASSIVE DEPOSITS ON THE TERRITORY OF RUSSIA FEDERATION BECOMES MORE ACUTE, IN CONNECTION WITH THAT THE IMPORTANCE OF EFFECTIVE EXPLOITATION OF LOW PRESSURE GAS INCREASES EXPONENTIALLY. THE SPECIALISTS OF THE GROUP OF COMPANIES ENERGAS PROPOSE TO SOLVE THE TECHNOLOGICAL TASK OF COMPRESSING OF OIL-ASSOCIATED GAS IN ITS ENTIRETY*

Ключевые слова: *низконапорный газ, НН ПНГ, оборудование для газоподготовки и газоснабжения, компрессорная установка, компрессорная станция, сепарация, компримирование газа.*

**К.В. Авиленко,**
**заместитель руководителя Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»**

### НИЗКОНАПОРНЫЙ ГАЗ

Понятие «низконапорный газ» (ННГ) трактуется по-разному. Газовики рассматривают ННГ как природный газ на устье добывающей газовой скважины – с низким уровнем давления, недостаточным для подачи газа на компрессорную станцию или установку подготовки газа.

Нефтяники понимают под низконапорным газом попутный нефтяной газ (ПНГ) с концевых ступеней сепарации нефти, не обладающий уровнем давления, необходимым для его транспортировки от установки подготовки нефти (УПН) до газоперерабатывающего завода или автономного энергоцентра месторождения.

Например, у газа концевой ступени УПН Варандейского месторождения (*фото 1*) давление практически отсутствует, и транспортировку ПНГ здесь обеспечивает компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» (*фото 2*).

Понятие ННГ не сводится только к уровню давления газа – как важному фактору добычи. Эксперты предлагают и иные варианты определений ННГ.





Так, к низконапорным промысловым газам относят запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых при глубоком компримировании и магистральном транспорте становится экономически нерентабельно.

Более емким видится определение, привязанное одновременно к экономическому и к техническому аспектам. Низконапорный газ – это газ, присутствующий в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот достигается решением специальных технических задач и дополнительными затратами.

ФОТО 1-2. Варандейское месторождение (ЛУКОЙЛ-Коми). Установка подготовки нефти и компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ»

### ПРОБЛЕМА ОБОЗНАЧЕНА

Проблема добычи и использования ННГ состоит в следующем. Давление газа в пласте снижается по мере его выработки. И возникает момент, когда давления газа, поступающего из скважин, недостаточно для его подачи в газопроводы без проведения подготовительных мероприятий. Из-за весомых затрат дальнейшее использование ННГ становится нерентабельным по совокупной цене добычи, газоподготовки и доставки к конечному потребителю. При этом в категорию «низконапорного» попадает 15–20% запасов природного газа, доступного к добыче.

По мере истощения крупных месторождений важность задачи эффективного использования ННГ значительно возрастает. По экспертным данным, объем ННГ на выработанных газовых месторождениях только в Западной Сибири исчисляется триллионами кубометров. По разрабатываемым месторождениям Ямало-Ненецкого АО объемы ННГ превышают 2 трлн м$^3$, а в целом по автономному округу – составляют более 5 трлн м$^3$.

Аналогичная ситуация возникает с попутным нефтяным газом, когда при дегазации и сепарировании нефти в эту категорию попадают значительные объемы ПНГ – ценного углеводородного сырья. К примеру, если 11 лет назад (2007 год) на Вынгапуровском месторождении остаток низконапорного попутного газа (НН ПНГ) оценивался в объеме 90 млрд м$^3$, то на Медвежьем (к 2020 году) прогнозируется 310 млрд м$^3$. Проблема станет повсеместной уже к 2025 году.

Ситуацию обостряет увеличение доли так называемого «жирного» газа в общем объеме добычи. Заметановым «сухим» газом пока сохраняется преимущество, так как для его использования не требуются специальные системы по выделению этан-, пропан-, бутановых и более тяжелых фракций. По этой причине вопрос дальнейшего использования тяжелых компонентов ПНГ остро не стоит. Но уже к 2030 году около половины добываемого газа будет «жирным». Переориентация на добычу «жирного» газа выдвигает новый приоритет – переоснащение промыслов для подготовки к транспортировке и переработке газового конденсата – важного сырья для газохимии.

Но эта проблема требует отдельного рассмотрения. Мы же вернемся к теме НН ПНГ.

ФОТО 3. ГТЭС Ватьеганского месторождения работает на попутном газе

## ИСПОЛЬЗОВАТЬ МАКСИМАЛЬНО

Процесс разгазирования нефти может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. При движении продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение ПНГ. В итоге, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит по причине падения давления и изменения температуры пластовой жидкости.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразны. Объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Совместная обработка нефти и ПНГ потребовала бы использования емкостного оборудования и трубопроводов значительно больших размеров. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах, где создаются условия для максимально эффективного выделения ПНГ из нефти.

Выделяемый газ нуждается в подготовке на специальном технологическом оборудовании. Подготовка ПНГ – это комплекс мероприятий: осушка, удаление механических примесей, сероочистка, отбензинивание (извлечение жидких углеводородов $C_{3+выше}$), удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода), охлаждение, компримирование.

Предварительно подготовленный ПНГ обычно распределяется следующим образом. Часть идёт на нужды промысла – подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций (*фото 3*), котельных. Часть транспортируется потребителям, к примеру, на газоперерабатывающий завод для получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт для повышения нефтеотдачи (система «газлифт»).

Еще вчера эта схема сводилась к использованию ПНГ 1-й ступени сепарации. ПНГ 2-й и последующих ступеней, как правило, сжигался на факелах, так как газ с последних ступеней более сложен в подготовке.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов $C_{3+выше}$ значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м³, а содержание $C_{3+выше}$ – 1000 г/м³. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, чем те же показатели в газопроводах ПНГ 1-й ступени сепарации. Газ концевых ступеней отличается высоким содержанием механических примесей и капельной влаги. И, ко всему прочему, его надо компримировать.

Таким образом, рациональное использование ПНГ последних ступеней сепарации требует дополнительной инфраструктуры для сбора и подготовки, что повышает себестоимость газа и снижает рентабельность. Поэтому ряд компаний не шли на эти затраты и вынужденно самоустранялись от утилизации НН ПНГ.

Ситуация изменилась после января 2009 года, когда правительство ввело жесткий норматив, согласно которому утилизации должно подвергаться 95% всего ПНГ. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. И срабатывают не только экономические санкции (*таблица 1*). Ценится и экологическая репутация нефтяных компаний.

При снижении добычи нефти результативное использование ПНГ приобретает особый вес. Учитывая, что НН ПНГ занимает значительную долю в потерях попутного газа, нефтегазодобывающие компании внедряют современные технологии его утилизации. Многие уже убедились в верности своего стратегического выбора.

ТАБЛИЦА 1. Повышающие коэффициенты к плате за сверхнормативное сжигание ПНГ

| Год | 2012 | 2013 | 2014 | 2020 |
|---|---|---|---|---|
| Повышающий коэффициент | 4,5 | 12 | 25 | 100 |

ФОТО 4. Вакуумная компрессорная установка «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского месторождения (Газпромнефть-ННГ)

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЕСПЕЧИТ ЭНЕРГАЗ

Итак, ПНГ со 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственное давление не превышает 0,4–0,5 МПа (изб.) и не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать его в трубопровод до головной компрессорной станции, направляющей газ стороннему потребителю.

В этой ситуации технологическая задача компримирования НН ПНГ решается комплексно. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС) или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основу которых составляют компрессорные установки (КУ) низкого давления. Когда же давление газа близко к вакууму (от -0,05 до 0,01 МПа изб.), на КС и СКНС применяются вакуумные компрессорные установки (*фото 4*).

Надежная работа КУ обеспечивается специальными инженерными решениями с учетом состава и качества газа, условий эксплуатации и индивидуальных проектных требований. Начиная с 2007 года, такой опыт накоплен в Группе ЭНЕРГАЗ, специализирующейся на технологических проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования НН ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

## ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Назовем основные факторы, осложняющие процесс компримирования низконапорного ПНГ, и рассмотрим решения этих проблем.

**Необходимость доочистки.** Несмотря на то, что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных агрегатов и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте. Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации КУ (газомасляного сепаратора и коалесцентных фильтров) расширяются за счет дополнительной комплектации:

- на входе газа устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер (*рисунок*), оснащенный системой автоматического дренажа конденсата;
- на выходе из КУ ставят дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;
- в технологическую схему установки может включаться узел осушки газа;
- в особых случаях вместе с КУ могут также поставляться компактные адсорбционные, абсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (*фото 5*).

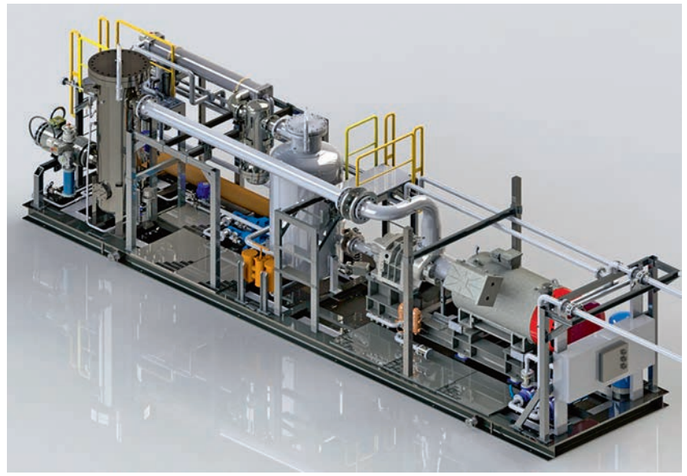


РИСУНОК. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером

ФОТО 5. Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения (РуссНефть)

**Риск образования конденсата.** Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. Возникает две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специализированном программном обеспечении, создающем теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые позволяют вести рабочие процессы в газовом контуре КУ вне зоны кондесатообразования;
- в маслосистеме КУ используется специальное более вязкое масло, имеющее повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами.

**Негативное влияние крайне низкого давления, близкого к вакууму.** Компримирование газа с давлением, близким к вакууму (от -0,05 МПа изб.), влечёт следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса. Применяемые решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ системой обнаружения кислорода с датчиком, определяющим его содержание в компримируемом газе.

**Изменение характеристик исходного газа.** По своему составу ПНГ нестабилен. А по условиям некоторых проектов компрессорные установки вообще компримируют смешанный попутный газ, поступающий с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, давление, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Также изменяются параметры исходного газа, поступающего с одного объекта, – в силу климатических изменений, истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем, при необходимости, варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа.

**Тяжелые условия эксплуатации.** Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°С, а средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 50°С; 2) особенности состава газа – например, высокое содержание сероводорода; 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор варианта исполнения КУ: внутрицеховое (*фото 6*), контейнерное, арктическое;
- модернизация маслосистемы и применение масел нового поколения;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных





ТАБЛИЦА 2. Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие низконапорный ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

| Регион | Месторождение | Объект | Кол-во КУ | Назначение установок | Давление ПНГ на входе, МПа (изб.) |
|---|---|---|---|---|---|
| Ханты-Мансийский АО | Северо-Лабатьюганское | ДНС-3 | 2 | транспортировка газа | -0,02 |
| Республика Саха (Якутия) | Талаканское | ЦПС | 1 | транспортировка газа | -0,02 |
| Республика Саха (Якутия) | Талаканское | ДНС-2 | 1 | транспортировка газа | -0,02 |
| Ханты-Мансийский АО | Алехинское | ЦПС | 4 | транспортировка газа | 0 |
| Ханты-Мансийский АО | Федоровское | ЦППН | 2 | транспортировка газа | 0 |
| Ханты-Мансийский АО | Западно-Сургутское | ЦКПН | 2 | транспортировка газа | 0 |
| Ханты-Мансийский АО | Лянторское | ЦППН | 2 | транспортировка газа | 0 |
| Ненецкий АО | Варандейское | УПН | 3 | транспортировка газа | 0 |
| Ямало-Ненецкий АО | Вынгапуровское | ЦПС (ДНС-3) | 2 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ямало-Ненецкий АО | Вынгапуровское | ДНС-1 | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ямало-Ненецкий АО | Еты-Пуровское | ДНС-2 | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ямало-Ненецкий АО | Вынгаяхинское | ЦППН | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ханты-Мансийский АО | Советское | УПСВ-3 | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ханты-Мансийский АО | Советское | УПСВ-9 | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ханты-Мансийский АО | Вахское | УПСВ-4 | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ханты-Мансийский АО | Вахское | УПСВ-5 | 1 | транспортировка газа | 0,001 |
| Ханты-Мансийский АО | Рогожниковское | УКПГ (ЦПС) | 1 | транспортировка газа | 0,02 |
| Ханты-Мансийский АО | Конитлорское мр | ДНС-1 | 2 | транспортировка газа | 0,1 |
| Ханты-Мансийский АО | Конитлорское мр | ДНС-2 | 3 | транспортировка газа | 0,1 |
| Ханты-Мансийский АО | Федоровское | ЦППН | 2 | транспортировка газа | 0,1 |
| Республика Беларусь | Речицкое | КС | 2 | транспортировка газа | 0,1 |
| Ямало-Ненецкий АО | М/р Большехетской впадины | ТСЖУ | 1 | транспортировка газа | 0,1 |
| Ханты-Мансийский АО | Быстринское | УПСВ-2 | 2 | транспортировка газа | 0,15 |
| Ханты-Мансийский АО | Ватьёганское | ЭСН (ГТЭС-72) | 4 | газоснабжение турбин | 0,15 |
| Томская область | Игольско-Таловое | ЭСН (ГТЭС-12) | 2 | газоснабжение турбин | 0,17 |
| Ханты-Мансийский АО | Северо-Лабатьюганское | ЭСН (ГТЭС-36) | 6 | газоснабжение турбин | 0,2 |
| Ханты-Мансийский АО | Рогожниковское | ЭСН (ГТЭС №1) | 1 | газоснабжение турбин | 0,2 |
| Ханты-Мансийский АО | Ай-Пимское мр | ДНС | 4 | транспортировка газа | 0,2 |
| Ямало-Ненецкий АО | Восточно-Мессояхское | ЭСН (ГТЭС-84) | 4 | газоснабжение турбин | 0,2 |
| Тюменская область | Южно-Нюрымское | ЭСН (ГТЭС-8) | 2 | газоснабжение турбин | 0,2 |
| Ханты-Мансийский АО | Ульяновское | КС | 2 | транспортировка газа | 0,25 |
| Ханты-Мансийский АО | Западно-Могутлорское | ЦПС | 1 | транспортировка газа | 0,25 |
| Ханты-Мансийский АО | Западно-Чигоринское | ЭСН (ГТЭС-12) | 3 | газоснабжение турбин | 0,3 |
| Ямало-Ненецкий АО | Верхне-Надымское | ЭСН (ГТЭС-24) | 3 | газоснабжение турбин | 0,3 |
| Ханты-Мансийский АО | Рогожниковское | ЭСН (ГТЭС №2) | 3 | газоснабжение турбин | 0,3 |
| Ханты-Мансийский АО | Биттемское | КС | 3 | транспортировка газа | 0,3 |
| Ханты-Мансийский АО | Мурьяунское | КС | 3 | транспортировка газа | 0,3 |
| Ненецкий АО | Южно-Хыльчуюское | ЭСН (ГТЭС-125) | 4 | газоснабжение турбин | 0,35 |
| Ханты-Мансийский АО | Тевлинско-Русскинское | ЭСН (ГТЭС-48) | 3 | газоснабжение турбин | 0,35 |
| Ямало-Ненецкий АО | Пякяхинское | УПН и КСУ | 1 | транспортировка газа | 0,39 |
| Ханты-Мансийский АО | Конитлорское | ЭСН (ГТЭС-24) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Ханты-Мансийский АО | Западно-Камынское | ЭСН (ГТЭС-24) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Ханты-Мансийский АО | Мурьяунское | ЭСН (ГТЭС-24) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Ханты-Мансийский АО | Юкъяунское | ЭСН (ГТЭС-36) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Ханты-Мансийский АО | Северо-Лабатьюганское | ЭСН (ГТЭС-24) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Ханты-Мансийский АО | Тромъеганское | ЭСН (ГТЭС-12) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Республика Саха (Якутия) | Талаканское | ЭСН (ГТЭС-144) | 6 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Ханты-Мансийский АО | Рогожниковское | ЭСН (ГТЭС №1) | 3 | газоснабжение турбин | 0,4 |
| Новосибирская область | Верх-Тарское | ЭСН (ГТЭС-10,4) | 2 | газоснабжение турбин | 0,4 |

материалов при производстве компрессорных установок;

- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов и узлов оборудования (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы систем смазки и охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки.

## РЕАЛИЗОВАННЫЕ ПРОЕКТЫ

Начиная с 2007 года, ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в эксплуатацию 275 технологических установок подготовки и компримирования газа. В электроэнергетике они работают на 171 энергоблоке суммарной мощностью 6 293 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 43 месторождениях.

Компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» функционируют на следующих объектах добывающего комплекса: энергоцентры собственных нужд (ЭСН) на базе ГТЭС и ГТУ-ТЭЦ; цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН); цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН); дожимные насосные станции (ДНС); установки подготовки нефти (УПН); центральные пункты сбора нефти (ЦПС); концевые сепарационные установки (КСУ); центральные перекачивающие станции; транспортные системы жидких углеводородов (ТСЖУ), установки предварительного сброса воды (УПСВ); установки деэтанизации конденсата (УДК); установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

ФОТО 6. Компрессорная станция внутрицехового типа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения

В Группе ЭНЕРГАЗ постоянно наращивается уникальный опыт реализации проектов по компримированию низконапорного ПНГ. Их география – от Республики Беларусь до Крайнего Севера и Республики Саха (Якутия). На сегодня в таких специализированных проектах задействовано 117 компрессорных установок (*таблица 2*), еще 11 КУ готовятся к вводу в работу.

ФОТО 7. КУ в арктическом исполнении компримируют НН ПНГ в составе СКНС Северо-Лабатьюганского м/р (Сургутнефтегаз)

**Производственная практика убеждает нас: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах требуются не только целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, но и слаженная работа профессионального сообщества – нефтяников, проектировщиков, производителей оборудования.** ●

KEYWORDS: *low pressure gas, oil-associated gas, equipment for gas conditioning and gas service, compression unit, gas-compressor station, gas separation, gas compression.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1**
**Тел.: +7 (495) 589-36-61**
**Факс: +7 (495) 589-36-60**
**info@energas.ru**
**www.energas.ru**



РЕКЛАМА

РМЭФ
Российский Международный Энергетический Форум

25–27 АПРЕЛЯ 2018

XXV МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ufi Approved Event

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИ УЧАСТИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСАР
РОСЭКСИМБАНК
РСПП

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ ЭНЕРГОХОЛДИНГ

ПАРТНЁРЫ
ГАЗПРОМ ТЕПЛОЭНЕРГО
ГАЗПРОМБАНК «Газпромбанк» (Акционерное общество)

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

RIEF.EXPOFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2160, 2168
EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

Neftegaz.RU
номер 3/2018 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 550.822

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

# ЮРСКИЕ ЗАЛЕЖИ В ТАЗОВСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

## ТОМСКИЙ ФИЛИАЛ ССК ПРОБУРИЛ СКВАЖИНУ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

**Тамара Тельнова,**
**главный геолог Томского филиала АО «ССК»**

**Дмитрий Ларионов,**
**начальник геологического отдела Томского филиала АО «ССК»**

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕГИОНЫ НЕФТЕДОБЫЧИ ОТЛИЧАЮТСЯ СЛОЖНОЙ ГЕОЛОГИЕЙ И СУРОВЫМИ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, ЕСТЬ И ДРУГАЯ СТОРОНА МЕДАЛИ – ЭТИ ФАКТОРЫ ОБЕСПЕЧИВАЮТ РОСТ НЕФТЕСЕРВИСНОГО СЕГМЕНТА ЗА СЧЕТ ПОСТОЯННОГО РОСТА СЛОЖНОСТИ ЗАДАЧ, ТРЕБУЮЩИХ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ТОМСКИЙ ФИЛИАЛ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ РЕАЛИЗОВАЛ НЕМАЛО СЛОЖНЫХ ПРОЕКТОВ. НАПРИМЕР, В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ БЫЛА УСПЕШНО ПРОБУРЕНА СКВАЖИНА В ТАЗОВСКОЙ НИЗМЕННОСТИ (ЯНАО). КАК СПЕЦИАЛИСТАМ АО «ССК» УДАЛОСЬ ПРЕОДОЛЕТЬ ВСЕ ТРУДНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТА?

*THE POTENTIALLY PRODUCTIVE REGIONS OF OIL RECOVERY ARE DISTINGUISHED BY COMPLEX GEOLOGY AND HARSH NATURAL AND CLIMATIC CONDITIONS. NEVERTHELESS, IT CUT BOTH WAYS- THESE FACTORS PROVIDE THE INCREASE OF OILFIELD SERVICE SEGMENT DUE TO THE CONSTANT AMPLIFICATION OF TASK COMPLEXITY, WHICH REQUIRE AN APPLICATION OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES. TOMSK BRANCH OF SIBERIAN SERVICE COMPANY HAVE IMPLEMENTED A LOT OF COMPLEX PROJECTS. FOR EXAMPLE, IN THE CONDITIONS OF ABNORMALLY HIGH LAYER PRESSURE, THE WELL WAS SUCCESSFULLY DRILLED IN TAZOVSKY LOWLAND (YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG). HOW DID THE SPECIALISTS OF JSC«SSK» MANAGE TO OVERCOME ALL HE DIFFICULTIES, IN CONNECTION WITH IMPLEMENTATION OF THE PROJECT?*

Ключевые слова: *«Сибирская Сервисная Компания», «ССК», Томский филиал, Тазовская низменность, Северо-Русский лицензионный участок, аномально высокое пластовое давление, модуль LWD, бурение на РУО, нефтесервис, бурение.*

Сибирская Сервисная Компания вот уже 18 лет сохраняет лидирующие позиции среди российских компаний по бурению и ремонту скважин на отечественном рынке нефтесервиса. Таких успехов из года в год в немалой степени помогают добиваться проекты с высокой степенью сложности работ, за которые филиалы АО «ССК» берутся с завидной регулярностью, часто устанавливая производственные рекорды. На сегодняшний день в составе Сибирской Сервисной Компании 7 подразделений в основных нефтегазоносных регионах страны и более 4,5 тысячи сотрудников. Томский филиал в 2017 году достиг отличных производственных результатов, выполнив все взятые на себя обязательства и реализовав, в том числе, сложнейшее строительство скважины № 305 Северо-Русского месторождения в Тазовском районе ЯНАО по заказу ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ».

Данный проект заслуживает особого внимания: строительство скважины на Северо-Русском лицензионном участке недр позволило работникам Томского филиала ССК получить новые навыки в бурении и испытании скважин в условиях аномально высокого пластового давления.

Северо-Русский лицензионный участок недр расположен в Тазовской низменности (ЯНАО), в верхней части бассейна реки Таз. В 2010 году на Северо-Русском участке недр открыли Северо-Русское газоконденсатное месторождение с пятью продуктивными пластами, а 5 лет спустя – Харбейское нефтегазоконденсатное месторождение. Разработкой участка занимается компания ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», которая с 2013 года сотрудничает с Сибирской Сервисной Компанией

Сотрудничество АО «ССК» и ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» началось с бурения скважины № 303 Северо-Русского лицензионного участка недр. Тогда силами ССК из скважины было отобрано 135 м керна и испытано 10 объектов в обсаженном стволе, что вместе с комплексом геофизических исследований позволило выявить несколько новых залежей нефти.

**ФАКТЫ**

**4,5**
тысячи сотрудников трудятся в составе 7 подразделений Сибирской Сервисной Компании в основных нефтегазоносных регионах страны

**В 2010 Г.**
открыто Северо-Русское газоконденсатное месторождение с пятью продуктивными пластами

Учитывая позитивный сценарий, было решено продолжать исследования данного лицензионного участка, и, прежде всего, объектом изучения стали юрские отложения – была запроектирована поисково-оценочная скважина № 305.

Специалисты научно-технического центра «НОВАТЭК» и производственного сектора Томского филиала ССК, используя элементы стратегии, ныне именующейся «Индустрия 4.0», проделали масштабную работу по планированию предстоящих работ, в т.ч. провели презентационно-организационное мероприятие «Бурение на бумаге», позволившее заблаговременно выявить возможные недоработки проекта и предотвратить возможные риски. Буквально перед началом бурения был скорректирован структурный план поднятия по результатам обработки и интерпретации данных полевых сейсморазведочных работ в 3D, что привело к необходимости

смещения проектной точки входа в проектный горизонт $Ю_2$ и срочной корректировке профиля скважины с вертикального на наклонно-направленный при уже смонтированной буровой установке с сохранением полного объема геологической нагрузки поисково-оценочной скважины.

В ноябре 2015 года силами буровой бригады ССК началось бурение поисково-оценочной скважины № 305 Северо-Русского лицензионного участка недр. При строительстве осуществлялось всестороннее круглосуточное сопровождение, что помогало оперативно корректировать работу.

Углубление скважины сопровождалось необходимостью вскрытия пластов, несовместимых по условиям бурения, и все это – при аномально высоких пластовых давлениях. Например, при вскрытии пласта $СГ_5$ удельный вес промывочной жидкости пришлось поднять на 40% от планового, при этом на грани превышения находился градиент гидроразрыва вышележащих, не перекрытых технической колонной, пород. А после спуска потайной колонны, вскрытие горизонта $Ю_2$ со значением аномальности пластового давления 2,1 проводилось одним диаметром с пластом $СГ_5$. Тем не менее, несмотря на возникающие трудности, скважина была пробурена с достижением проектного горизонта.

**ФАКТЫ**

**В 2017 Г.**

Томский филиал в числе взятых на себя обязательств осуществил строительство сложнейшей скважины №305 Северо-Русского месторождения в Тазовском районе ЯНАО по заказу ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

Бурение скважины осуществлялось с проведением геофизических исследований в режиме онлайн компанией Шлюмберже – с применением модуля LWD в составе телесистемы. Успешное выполнение привязки интервалов отбора керна по модулю телесистемы позволило сократить значительное количество времени, запланированное для выполнения спуско-подъемных операций бурильного инструмента и проведения привязочного комплекса ГИС традиционным методом.

Кроме того, специалистами Томского филиала АО «ССК» успешно освоена методика бурения на РУО (растворе на углеводородной основе), которая позволяет сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов.

С большими сложностями столкнулись специалисты Томского филиала и при испытании пластов с аномально высоким пластовым давлением в обсаженном стволе. Высокая плотность раствора не позволяла выполнять спуско-подъемные операции геофизического оборудования в штатном режиме, по той же причине возникала и невозможность срыва пакера после проведения ГРП на двух юрских перспективных объектах, что в свою очередь вынуждало выполнять комплекс исследований с высокими рисками гидратообразований в зоне ММП.

Все осложнения при строительстве данной скважины, бурение которой производилось в сложнейших горно-геологических условиях, удалось преодолеть. Поставленная задача была выполнена – целевой горизонт вскрыт, а результатом испытания юрских отложений стал промышленный приток газового конденсата. Все это позволило заказчику прирастить запасы.

Этого успеха удалось достичь благодаря слаженной работе всех участников проекта: заказчика, бурового подрядчика, НТЦ и сервисных подрядчиков.

ПАО «Новатэк» нашел новые запасы газа на Харбейском месторождении – 220 млрд куб. м, а также извлекаемые запасы нефти – более 40 млн т, говорится в сообщении компании (запасы по категории АВС1 + С2).
Эти запасы обнаружены после проведения геолого-разведочных работ. «Новатэк» отмечает, что при испытании разведочной скважины № 305 получен фонтанирующий приток нефти. На Харбейском месторождении продолжается бурение поисково-оценочных скважин. Финансовый директор компании Марк Джетвей отметил, что полка добычи на Северо-Русском кластере компании повышена с 8 млрд куб. м газа и 800 000 т конденсата примерно до 14 млрд куб. м газа, 1–1,5 млн т конденсата и 4 млн т нефти. Председатель правления «Новатэка» Леонид Михельсон говорит, что у компании есть разрешение на подключение месторождений кластера к единой системе газоснабжения: «Через год выйдем на обустройство и начнем капвложения. Обычно быстро выходим на полку. Думаю, наверное, 2020 год».*

* *https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/11/03/740525-novatek-krupnoe.*

Строительство скважины Северо-Русского лицензионного участка недр, безусловно, встанет в один ряд с другими успешными проектами Томского филиала ССК. Например, такими как строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины № 216 Южно-Табаганского месторождения Томской области с окончанием «хвостовиком» диаметром 127 мм и проектным горизонтом на палеозойские отложения. Тогда скважина с общей проходкой 3590 м была построена за 28,28 суток с рекордным показателем скорости – 7,87 суток/1000 м!

Томский филиал Сибирской Сервисной Компании каждый год достигает новых результатов, расширяет масштаб географии геологоразведочного и эксплуатационного бурения: Томская и Новосибирская области, ХМАО, ЯНАО, Коми и Поволжье. Усложняются специфика работ, специалисты осваивают новые технологии, в частности – бурение с применением растворов на углеводородной основе, бурение с контролем давления (бурение на депрессии) и др. Планомерно реализуется модернизация оборудования. Все это позволяет предприятию оставаться максимально конкурентоспособным на рынке буровых услуг.

По мнению директора Томского филиала АО «ССК» А. Кошелева, именно слаженное взаимодействие всей команды, от вышкомонтажников, бурильщиков, супервайзеров, геологов до инженеров и руководителей, позволяет добиваться высоких результатов: «Профессионализм и ежедневный самоотверженный труд, современные техника и технологии, богатейший опыт – таковы слагаемые успешного развития предприятия».

**ФАКТЫ**

**135 М**

керна было отобрано силами ССК при бурении скважины № 303

**Эти слова справедливы в отношении всех подразделений Сибирской Сервисной Компании, которая с каждым годом укрепляет свои позиции на рынке, сокращает сроки строительства скважин и снижает капитальные затраты. Лидеры нефтегазовой отрасли доверяют свои самые сложные проекты буровым бригадам ССК.**

Keywords: *«Siberian Service Company», «SSK», Tomsk branch, Tazovsky Lowland, North-Russian license block, abnormally high layer pressure, module LWD, drilling on oil-base mud, oilfield service, drilling.*

# НОВЫЙ ПОДХОД К СТАРЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ ДОЛГОЕ ВРЕМЯ СЧИТАЛАСЬ НЕФТЯНОЙ ЖИТНИЦЕЙ СТРАНЫ. СЕГОДНЯ, НЕ СМОТРЯ НА ТО, ЧТО МНОГИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИСТОЩЕНЫ, У РЕГИОНА ЕЩЕ ОСТАЛСЯ НЕМАЛЫЙ ПОТЕНЦИАЛ, КОТОРЫЙ ТРЕБУЕТ К СЕБЕ НОВОГО ПОДХОДА. КАКИЕ НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ И ТЕХНОЛОГИИ ВНЕДРЯЮТ РОССИЙСКИЕ МЕЙДЖОРЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ?

*WEST SIBERIA FOR A LONG PERIOD OF TIME WAS CONSIDERED AS AN "OIL BREADBASKET" OF THE COUNTRY. TODAY, DESPITE EVERYTHING, MANY DEPOSITS ARE DEPLETED, THE REGION STILL REGAINS A CONSIDERABLE POTENTIAL, WHICH REQUIRES A NEW APPROACH. WHICH ARE THE NEW DEVELOPMENTS AND TECHNOLOGIES IMPLEMENTED BY RUSSIAN MAJORS IN ORDER TO INCREASE TECHNICAL AND ECONOMIC PARAMETERS OF DEVELOPMENT OF MATURE FIELDS?*

УДК 622.276

Ключевые слова: *зрелые месторождения, добыча в Западной Сибири, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, разработка нефтяных месторождений.*

**Сергей Валерьевич Арефьев,**
**заместитель генерального директора по разработке месторождений, главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

**Радмир Руфович Юнусов,**
**начальник отдела контроля и анализа разработки месторождений нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

Развитие нефтяной отрасли России за последние десятки лет прошло через сложные ступени своего развития, что связано в первую очередь с мировыми политическими процессами, а также изменением макроэкономических показателей на сырьевом рынке. Данные изменения в основном и закладывают новые тенденции и направления развития отрасли в среднесрочной и долгосрочной перспективе основных крупных нефтяных компаний страны. Взвешенный баланс между инвестиционной и операционной политикой предприятий в будущие и текущие проекты позволят оставаться достаточно рентабельными на всем периоде своей жизни.

Значительное количество месторождений на территории Западной Сибири на текущий момент истощены, однако имеют потенциал стабилизации добычи, а на части из них можно и увеличить объемы добычи при эффективных подходах к разработке и внедрению новых технологий. Вторая группа месторождений, запасы которых относятся к низкопроницаемым и трудноизвлекаемым, интенсивного развития зачастую не получают по причине низкой рентабельности и удаленности, но имеют значительный ресурсный потенциал и привлекательность при введении налоговых преференций со стороны государства.

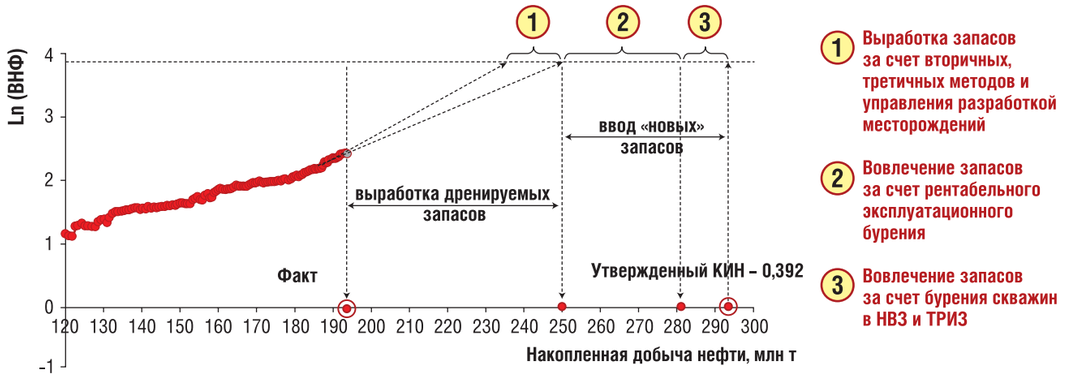
На примере типовой характеристики вытеснения месторождения можно выделить три основных направления достижения проектного КИН (рисунок 1). Данные направления будут кратко описаны ниже.

Предприятие ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является одним из флагманов ПАО «ЛУКОЙЛ» и включает в себя шесть территориально-производственных предприятий. Лицензионный фонд Общества представлен более 100 участками недр, расположенными на территории трех федеральных округов. Текущая выработка извлекаемых запасов превышает 60% при текущей обводненности продукции 90%. Основной объем добычи углеводородов обеспечивается месторождениями, находящихся на 3 и 4 стадиях разработки. Остаточные извлекаемые запасы сосредоточены в малопроницаемых коллекторах, в краевых зонах разбуренных объектов разработки. Рентабельное вовлечение «новых» запасов и экономически эффективная разработка действующих месторождений являются приоритетными направлениями инженерно-геологической службы Компании.

В части повышения коэффициента охвата и регулирования процесса разработки на разрабатываемых месторождениях в последние



РИС. 1. Основные направления достижения проектного КИН на примере типового месторождения




годы активно ведется работа по трансформации действующих систем разработки – формирование рядных «жестких» систем осуществлено по юрским и ачимовским объектам основных крупных месторождений, характеризующимся низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора (рисунок 2).

Данные решения теоретически обосновываются для каждого объекта разработки индивидуально, исходя из фазовых проницаемостей, подвижности системы флюидов, а также режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Проведенные работы по трансформации систем позволили стабилизировать темпы падения дебитов за счёт формирования «жестких» рядов фронта нагнетания.

Также к одним из основных, но более затратных мероприятий, относится уплотняющее бурение, которое хорошо себя зарекомендовало на объектах с высокой неоднородностью по разрезу и достаточно большой нефтенасыщенной мощностью пласта. Уплотнение сетки приводит к вовлечению в разработку запасов менее проницаемой части разреза (рисунок 3), тем самым позволяет повысить коэффициент охвата. Бурение осуществляется с мобильных буровых и не требует значительных капиталовложений на строительство поверхностной инфраструктуры и обустройства, а на месторождениях с высоким количеством бездействующего фонда в качестве альтернативы возможно перебуривание новых скважин с использованием кондуктора скважин, находящихся в неработающих категориях.

Увеличение доли вовлекаемых запасов низкопроницаемых объектов разработки привело к необходимости поиска оптимальных и экономически эффективных технологий в области ГРП и ОПЗ, также активным толчком послужило массовое внедрение технологий многозонного ГРП. На текущий

РИС. 2. Примеры трансформации систем разработки

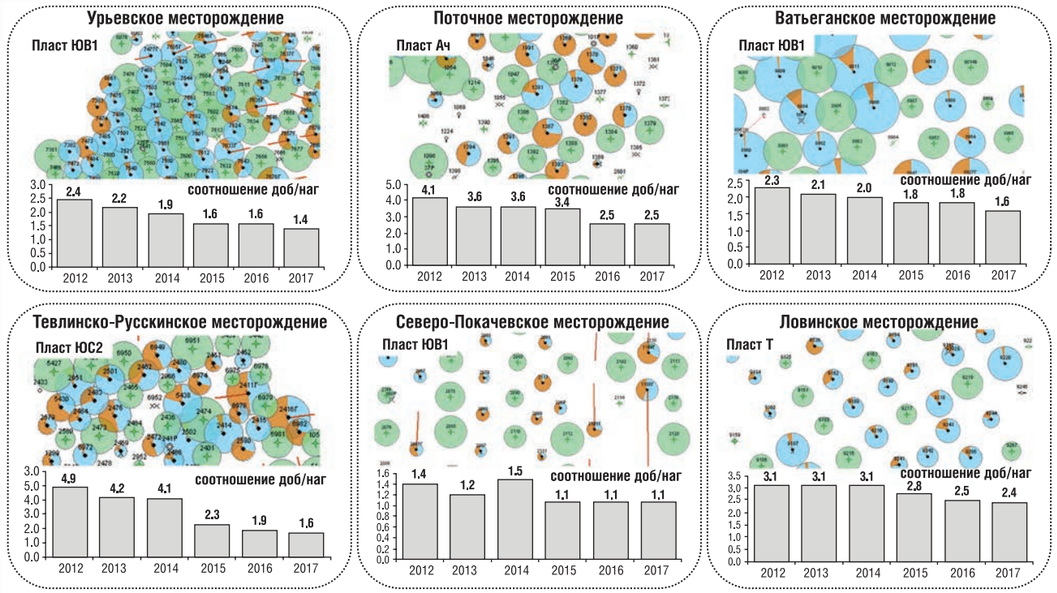
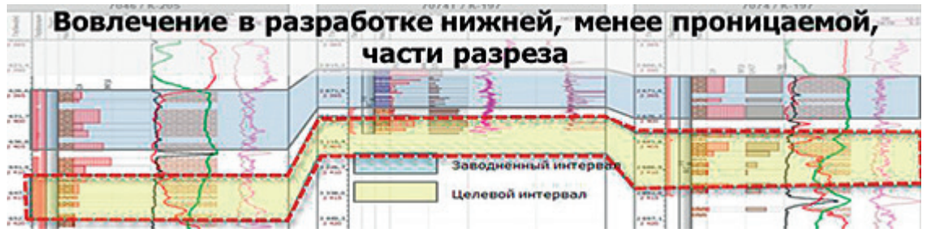


РИС. 3. Повышение эффективности выработки за счет уплотняющего бурения




момент специалистами Компании опробовано и адаптировано к геологическим условиям объектов разработки более десятка таковых решений. К ним относятся технологии ГРП на линейных гелях, азотно-пенные ГРП, технологии «SlugFrac», «HiWay», «FiberFrac», селективные двухэтапные ГРП с предварительной закачкой тампонирующих составов в скважинах с высокой обводненностью, а также различные модификации компоновок МГРП в горизонтальных скважинах, позволяющие решать определенные задачи, исходя из геологических условий – начиная от количества портов ГРП до способа их активации и управления портами.

В части физико-химических методов активно используются полимерные, эмульсионные, осадкообразующие составы для высокорасчлененных пластов с большим объемом промытых каналов. Широко применяются массированные комплексные обработки в пластах с высокой неоднородностью и в русловых отложениях с высоким значением проницаемости. Пример изменения характера выработки приведен на рисунке 4.

Для низкопроницаемых коллекторов промышленно внедрены в производство технологии выравнивания профиля притока – составы ХПТ-1, СОТ-12, SiXell, Petro Pam P-104T и т.д. Данные обработки комплексируются с достаточно эффективным и незатратными гидродинамическими методами как нестационарное заводнение/отборы. Объемы мероприятий кратно увеличиваются. Для каждого пласта определяются критерии и режимы работы, периоды полуциклов и циклов эксплуатации скважин на участке. Данные решения приводят не только к увеличению добычи нефти, но и позволяют значительно снизить энергозатраты на эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин по сравнению с постоянной эксплуатацией скважин.

В условиях высокой выработки запасов ежегодно увеличивается количество объектов разработки, находящихся на гране рентабельности. В целях снижения себестоимости оперативно ведется работа по настройке и оптимизации систем с применением цифровых технологий разработки. Специалистами Общества совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» решаются оптимизационные задачи по регулированию процессов выработки – локальная остановка фонда скважин, ограничения отборов или закачки, форсаж отборов в зонах наличия целиков нефти. Данная работа ведется с применением интеллектуальных технологий на основе нейронных сетей. Активно используются интегрированные модели для расчета потенциала и ограничений, оптимизации добычи и планирования производственных показателей с учетом взаимовлияния компонентов.

В части повышения эффективности ввода «новых» запасов, начиная с 2011 года, на месторождениях внедрены технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП и многозабойных горизонтальных скважин.

Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП активно применяются при разбуривании низкопроницаемых запасов (ачимовские и юрские отложения). За последние 7 лет введено более 500 скважин данной конструкции.

Входные показатели дебитов нефти по данным скважинам кратно превышают значения по наклонно-направленным скважинам в аналогичных горно-геологических условиях. Хотя в первый год темпы падения дебитов достигают 40%, на текущий момент средний накопленный отбор нефти на одну скважину превышает 45 тыс.т. (рисунок 5).

На примере одного из крупных объектов наглядно видно кратное увеличение темпов отбора запасов (рисунок 6).

РИС. 4. Оценка эффективности от проведения массированных обработок

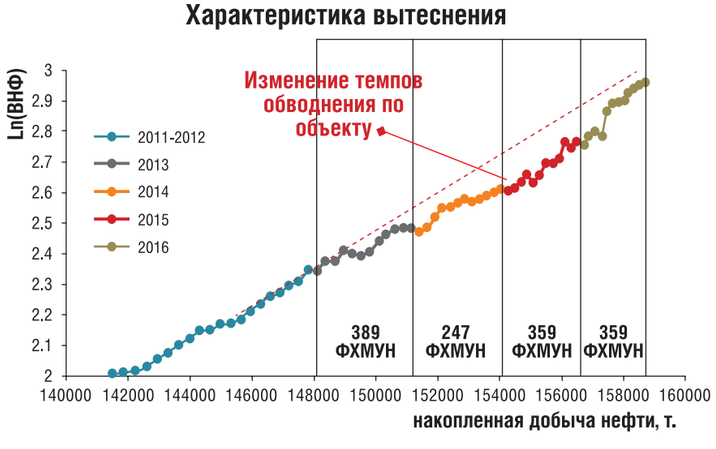
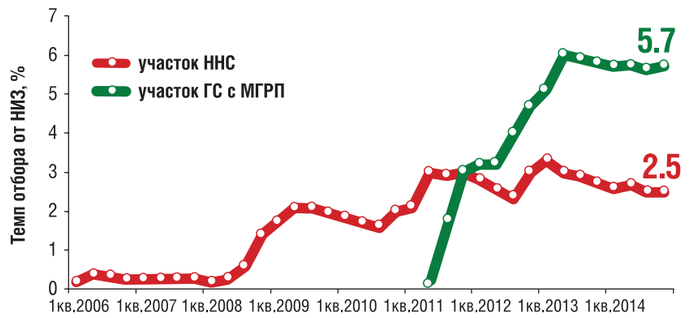







РИС. 5. Оценка эффективности от проведения массированных обработок

РИС. 6. Сравнительные темпы отборов запасов по типам скважин




Данные решения при разбуривании низкопродуктивных объектов позволяют рентабельно и в достаточно короткие сроки обеспечивать высокие технико-экономические показатели разработки месторождений.

В период внедрения данной технологии происходил постоянный процесс модернизации и усовершенствования, как самого оборудования, так и развития новых подходов к разработке низкопроницаемых объектов. Собрана значительная информационная научно-техническая база.

Широкое внедрение многозабойные горизонтальные скважины получили с 2012 года при разбуривании водоплавающих залежей, по которым «традиционные» горизонтальные скважины в силу высоких депрессий обводнялись достаточно интенсивно.

Увеличение площади дренирования за счет бурения дополнительных боковых стволов в горизонтальной секции скважин позволяет снижать депрессии по скважинам и эксплуатировать залежи на щадящих режимах. Также, данные решения приводят к приросту КИН до 10%.

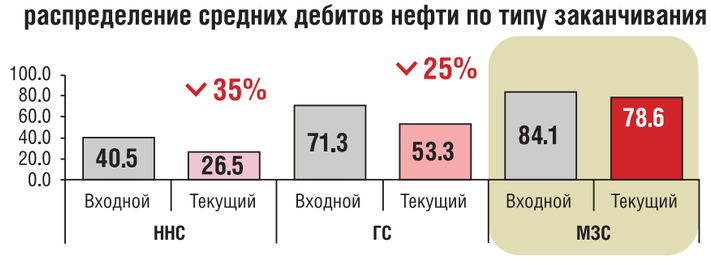
На примере Пякяхинского нефтегазоконденсатного пласта, в условиях малой проницаемости коллектора с наличием осложняющих геологических факторов (близость ВНК, ГНК и т.д.) бурение многозабойных горизонтальных скважин позволило экономически эффективно ввести данное месторождение в промышленную разработку. Научно обоснованные и фактически достигнутые показатели эксплуатации скважин (рисунок 7) позволяют позиционировать данную технологию бурения как альтернативу горизонтальным скважинам с многозонным ГРП.

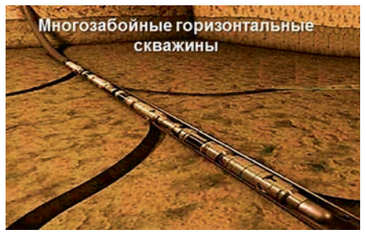
В настоящее время на месторождениях Общества введено в эксплуатацию более 150 многозабойных горизонтальных скважин. Входные дебиты нефти кратно выше относительно «традиционных» горизонтальных скважин (более чем в 2–3 раза в зависимости от геометрических показателей скважин). Развитие данной технологии также активно продолжается – применяются облегченные буровые системы на углеводородной основе, увеличивается количество ответвлений, тем самым увеличиваются показатели дебитов скважин.

Комплексное использование передовых технологий в области повышения нефтеотдачи пластов, бурения, результатов научно-исследовательских работ, а также цифровых интеллектуальных инструментов при управлении разработкой месторождений позволяют значительно повышать технико-экономические показатели разработки зрелых и «новых» месторождений в Западной Сибири. ●

KEYWORDS: *Mature fields, production in Western Siberia, oil recovery factor, methods of increasing oil recovery, oil field development.*

РИС. 7. Средние показатели дебитов нефти по типам скважин



# ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПРОТИВОФАЗЕ

УДК 550.38

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ ПОКАЗАЛ, ЧТО ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЯВЛЯЕТСЯ ВЫСОКАЯ ТЕКУЩАЯ ОБВОДНЕННОСТЬ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ. ЕСТЕСТВЕННЫМ РАЗВИТИЕМ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ СТАНОВИТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН. ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ В РАБОТЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПОКАЗАЛИ, ЧТО НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ В СОЧЕТАНИИ С ПЕРИОДИЧЕСКОЙ РАБОТОЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ИМЕЕТ ПОЛОЖИТЕЛЬНУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ В КОЛЛЕКТОРАХ С БОЛЬШИМ ДИАПАЗОНОМ ЗНАЧЕНИЙ ПРОНИЦАЕМОСТНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ. ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ С ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ПРОТИВОФАЗЕ ПОЗВОЛЯЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНО ДОБЫТЬ НЕФТЬ И СОКРАТИТЬ ДОБЫЧУ ПОПУТНОЙ ВОДЫ. ДЛЯ ПЕРВОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ РАЗРАБОТАНА ПРОГРАММА ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ С ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ПРОТИВОФАЗЕ

*CASE RECORD OF NON-STATIONARY WATER FLOOD INFLUX ON PRODUCTION FACILITIES KUMKOL SHOWED, THAT ONE OF THE MAIN ISSUES OF TECHNOLOGY IS HIGH THEN-CURRENT WATER-CUT OF THE EXTRACTED PRODUCT. NATURAL DEVELOPMENT OF THE TECHNOLOGY OF NON-STATIONARY WATER FLOOD INFLUX IS AN APPLICATION OF INTERMITTENT OPERATION OF RECOVERY WELLS. THE RESULTS PRESENTED IN THE STUDY OF HYDRODYNAMIC CALCULATIONS SHOWED THAT NON-STATIONARY WATER FLOOD INFLUX IN COMBINATION WITH INTERMITTENT OPERATION OF RECOVERY WELLS HAVE POSITIVE EFFECTIVENESS IN COLLECTORS WITH THE WIDE RANGE OF VALUES OF CONDUCTIVE NON-UNIFORMITY. THE APPLICATION OF TURNAROUND INJECTION OF WATER WITH INTERMITTENT OPERATION OF RECOVERY WELLS IN REVERSED PHASE ALLOWS TO EXTRACT EXTRA OIL AND TO DECREASE THE EXTRACTION OF ASSOCIATED WATER. FOR THE FIRST PRODUCTION FACILITY OF THE PRODUCTION FIELD KUMKOL, THE PROGRAM OF IMPLEMENTATION OF THE TECHNOLOGY OF TURNAROUND INJECTION OF WATER WITH INTERMITTENT OPERATION OF EXPLOITATION WELLS IN REVERSED PHASE*

Ключевые слова: *добыча нефти, добывающие и нагнетательные скважины, нестационарное заводнение, месторождение Кумколь, гидродинамические расчеты.*

**Владимиров Игорь Вячеславович,**
**д.т.н.,**
**профессор кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»,**
**ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»**

**Велиев Элшад Мубаризович,**
**преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»,**
**ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»**

Несмотря на богатый опыт применения технологий нестационарного заводнения (НЗ) на нефтяных месторождениях бывшего СССР [1, 2, 3], для дальнейших исследований остается обширное поле проблем, связанных как с чисто теоретическими вопросами нестационарного воздействия, так и с задачами практического применения технологии.

Хорошо известно, что наиболее эффективны нестационарные методы для мощных слоисто-неоднородных пластов с хорошей гидродинамической связью между прослоями [2], а также для трещиновато-пористых коллекторов [3]. Согласно данным ряда исследователей [2, 3], для эффективного применения циклического заводнения вязкость пластовой нефти должна быть в тех же пределах, что и при стационарном заводнении 0,4–25,0 мПа·с. Однако имеются работы, показывающие эффективность применения НЗ на коллекторах высоковязкой нефти с вязкостью более 200 сПз [4–6]. Более благоприятными для нестационарных процессов являются газонасыщенные маловязкие нефти.

Опыт применения нестационарного заводнения на эксплуатационных объектах месторождения Кумколь (Республика Казахстан) продемонстрировал наличие ряда не решенных проблем. Основной вопрос заключается в правильном подборе параметров технологии НЗ – амплитуде и частоте периодического воздействия. Амплитуда воздействия в основном определяется возможностями системы ППД и способностями коллектора к поглощению больших объемов воды. Частота воздействия – более неопределенный параметр, зависящий от строения коллектора и от насыщения разнородными флюидами. Для условий месторождения Кумколь пустотное пространство коллектора имеет сложную многоуровневую структуру. В коллекторе есть поровые объемы с разной проницаемостью, высокопроницаемые слои, имеющие значительное распространение по площади залежей, фильтрационные каналы с очень высокой проницаемостью (трещины, суперколлектор). Кроме того, в коллекторе присутствуют сразу три фазы пластовых флюидов – нефть, вода, свободный газ. Все это создает неопределенность в задании частотных параметров технологии НЗ. В работах [7, 8] мы рассмотрели вопросы, связанные с определением частоты воздействия на неоднородный коллектор при нестационарном воздействии.

Другой важный с точки зрения практического применения НЗ вопрос – это проблема применимости циклического воздействия при обводненности добываемой продукции, близкой к предельным значениям (95–98 % и выше). Все работы, посвященные циклическому воздействию, не указывают прямо, при каких предельных значениях обводненности эффект от НЗ становится незначительным. Данный вопрос был рассмотрен нами в работе [8].

Следующий важный вопрос, применительно к месторождению Кумколь (и к другим месторождениям, находящимся в заключительной стадии разработки), это возможность применения при высокой обводненности добываемой продукции циклической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе. Данный вопрос имеет не только технологический аспект, но и определяется экономическими соображениями [9].

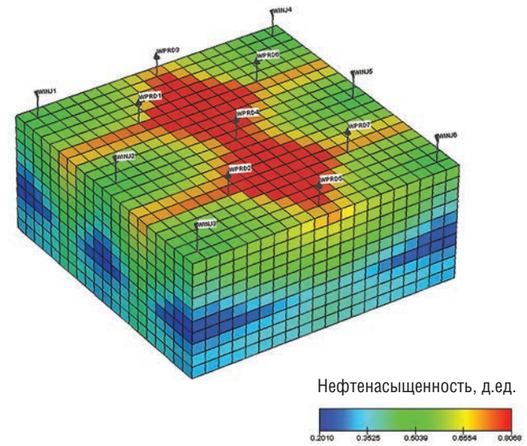
Предлагаемая вниманию читателя работа посвящена вопросам возможности применения комплексной технологии, включающей в себя нестационарное воздействие со стороны нагнетательных скважин и периодическую эксплуатацию добывающих скважин.

## Технология нестандартного заводнения. Используемая модель

Исследование выработки запасов нефти из продуктивного пласта при НЗ+ПЭ проделаем на математической модели трехфазной фильтрации. В качестве инструмента исследований используем пакет гидродинамического моделирования "Tempest-More" (Roxar) версии 6.7.1. [10].

Рассмотрим участок залежи размером 1000×1000×10 м (рисунок 1). Начальная нефтенасыщенность

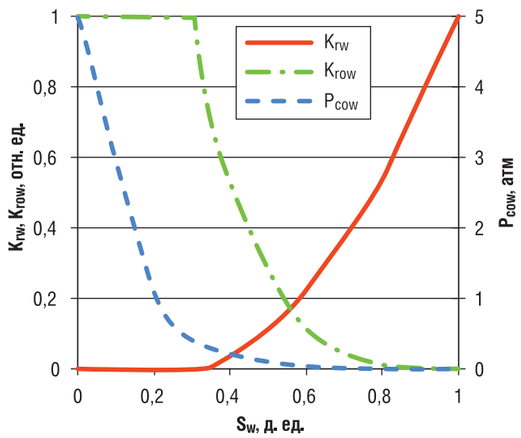
РИС. 1. Куб текущей нефтенасыщенности неоднородного коллектора с расположением скважин




коллектора изменяется по разрезу пласта от $S_0$ = 0,86 д.ед. в подошве до $S_0$ = 0,87 в кровле. Начальные пластовые давление и температура – $P_0$ = 11,6 МПа, $T_0$ = 51°С. Плотность и вязкость воды в пластовых условиях составили 1,10 г/см³ и 0,83 сПз, соответственно. Плотность нефти в поверхностных условиях 0,800 г/см³. В пластовых условиях вязкость нефти 2,7 сПз, газосодержание 19 м³/м³. Давление насыщения нефти газом – 4,5 МПа. Относительные фазовые проницаемости представлены на рисунке 2.

Отметим, что описанные выше условия соответствуют реальному объекту – горизонту М1 месторождения Кумколь (Республика Казахстан).

РИС. 2. Относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление модельного пласта в системе «нефть-вода»




Участок залежи разбурен сеткой скважин с рядной схемой расположения нагнетательных и добывающих скважин. Среднее расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами изменяется от 320 до 450 м.

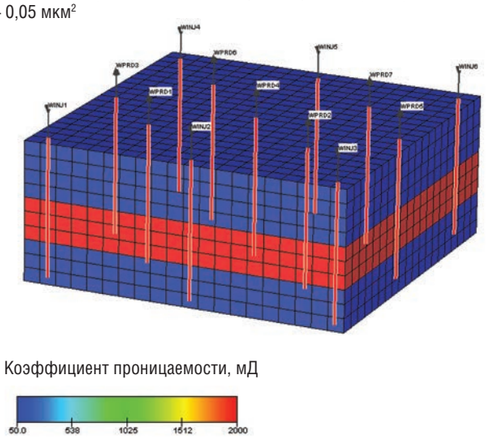
Технологические условия разработки участка залежи следующие. Все добывающие и нагнетательные скважины запускаются в работу одновременно. В скважинах перфорирована вся толща пласта. Для нагнетательных скважин установлен максимальный порог приемистости в 1000 м³/сут при максимально возможном забойном давлении 200 атм. В качестве регулирующего параметра задается условие 100% компенсации отборов жидкости закачкой воды. На работу добывающих скважин ограничения не накладываются.

Для всех рассмотренных вариантов задачи расчеты ведутся до достижения предельной обводненности добываемой продукции в 98%, после чего моделирование разработки участка прекращаются.

Дополнительным условием сопоставимости результатов является требование на совпадение динамик накопленных объемов закаченной воды для базовых и соответствующих вариантов с нестационарным заводнением. Данное требование позволило исключить влияние на результаты сопоставления эффектов значительного повышения (понижения) пластового давления при осуществлении нестационарного заводнения. Все указанные выше условия являются неизменными для всех рассмотренных ниже гидродинамических задач.

Исследование эффективности нестационарного воздействия проведем на примере послойно неоднородного по проницаемости коллектора с различными значениями коэффициента проницаемости низкопроницаемых слоев. В данной группе задач фиксировалось значение проницаемости высокопроницаемого слоя и изменялись значения низкопроницаемых слоев. Для сопоставления результатов, полученных при разных значениях коэффициента проницаемости коллектора, предположим, что пористость коллектора (а значит и геологические запасы нефти) одинакова для всех рассматриваемых ниже задач. Пористость коллектора

РИС. 3. Куб проницаемости послойно неоднородного по проницаемости коллектора. Коэффициент проницаемости высокопроницаемого слоя Квп = 2,0 мкм², низкопроницаемых слоев – 0,05 мкм²




составляет m = 0,29 д. ед. Начальные геологические запасы нефти – 2611,6 тыс. м³.

В качестве модели неоднородного коллектора рассмотрен послойно неоднородный по проницаемости коллектор, состоящий из трех гидродинамически связанных слоев, в середине пласта расположен высокопроницаемый слой с фиксированным значением коэффициента проницаемости $K_{вп}$ = 2,0 мкм². Сверху и снизу по разрезу расположены низкопроницаемые слои, проницаемость которых в зависимости от задачи меняется от 0,001 до 0,1 мкм². Модель такого послойно неоднородного по проницаемости пласта изображена на рисунке 3. Отметим, что все слои имеют приблизительно равные толщины.

Предположим, что при достижении обводненности в 95% система разработки участка залежи переходит в

РИС. 4. Динамика текущих показателей дебита нефти участка (а) и обводненности (б) для двух вариантов – базового и варианта с НЗ+ПЭ. Проницаемость низкопроницаемых слоев равна 0,01 мкм²

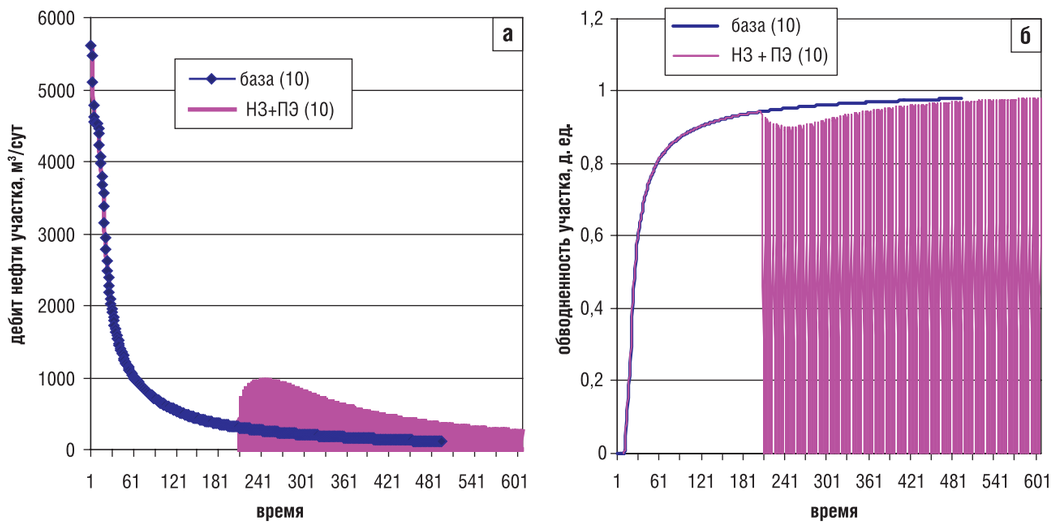
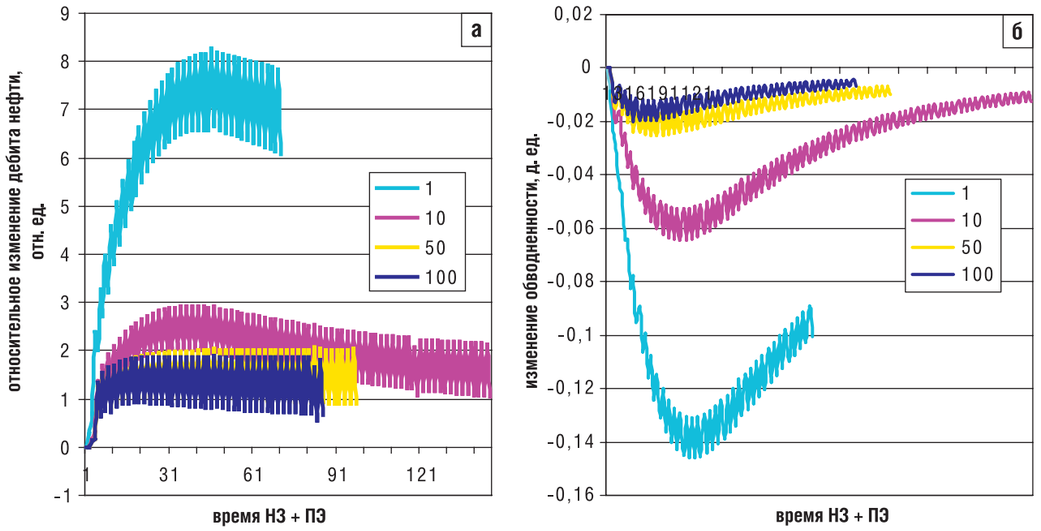







РИС. 5. Относительные изменения дебита нефти (а) и абсолютное изменение обводненности (б) участка в результате применения НЗ+ПЭ на послойно неоднородный по проницаемости коллектор с разным значением проницаемости низкопроницаемых слоев




нестационарный режим работы, при этом сначала на 10 суток отключаются нагнетательные скважины участка при работающих добывающих скважинах, затем по истечении десяти суток нагнетательные скважины начинают закачку воды, а добывающие скважины останавливаются на следующие 10 суток. Затем цикл повторяется. По достижении 98% все скважины останавливаются.

Была проведена серия численных экспериментов. При этом задавались следующие свойства коллектора: проницаемость высокопроницаемого слоя оставалась неизменной и равнялась 2,0 мкм², проницаемость низкопроницаемых слоев принимала значения 0,10 мкм², 0,05 мкм², 0,01 мкм² и 0.001 мкм². «Стартовая» обводненность – 95%. Для каждой задачи рассматривались два варианта – базовый (стационарная работа скважин) и вариант с нестационарной работой скважин (циклическая закачка воды и периодические отборы жидкости в противофазе (НЗ+ПЭ)).

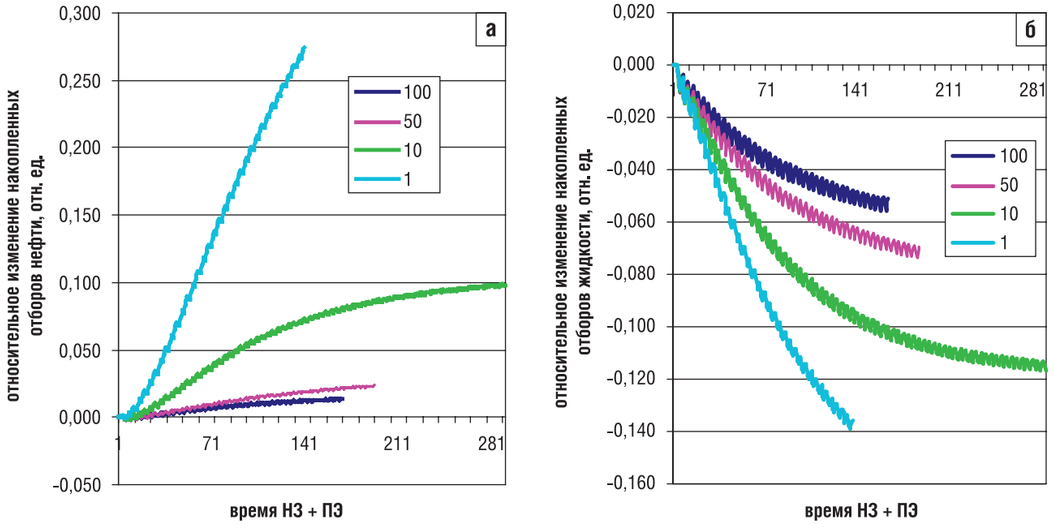
В качестве примера на рисунке 4 представлена динамика технологических показателей (дебит нефти участка и обводненность) для базового варианта и варианта НЗ+ПЭ в случае, когда проницаемость низкопроницаемых слоев равна 0,01 мкм². Хорошо видно, что применение технологии НЗ+ПЭ позволяет существенно улучшить текущие показатели разработки – увеличивается дебит нефти и снижается обводненность добываемой продукции. Однако необходимо помнить, что часть времени добывающие скважины простаивают, что может привести к снижению темпов отбора.

На рисунке 5 представлены изменения текущих технологических показателей разработки, связанные с применением на участке технологии НЗ+ПЭ. Для удобства просмотра точки, соответствующие остановкам добывающих скважин, убраны. Отметим, что мы рассматриваем относительное изменение дебита нефти участка, т.е. величина отклонения от базового варианта в долях базового варианта ($\eta = \frac{\alpha^t_{НЗ} - \alpha^t_{база}}{\alpha^t_{база}}$, где α – текущий дебит нефти участка).

Таким образом, применение НЗ+ПЭ позволяет существенно повысить эффективность нефтеизвлечения. В сравнении с рассмотренным в работе [8] нестационарным заводнением, эффект от совместного нестационарного воздействия в областях закачки и отборов более существенен. В максимуме дебит нефти возрастает в 8 раз (!), а обводненность снижается на 14%.

На рисунке 6 показана динамика относительного прироста за счет применения технологии НЗ+ПЭ накопленных отборов нефти (в долях от базового варианта) для разных значений проницаемости низкопроницаемых слоев. Видно, что максимальный

РИС. 6. Динамика относительных изменений накопленных отборов нефти (а) и жидкости (б), обусловленных применением нестационарного заводнения в сочетании с периодической работой добывающих скважин в противофазе, для разных значений проницаемости низкопроницаемых слоев




прирост за счет применения НЗ (27,5%) наблюдается при минимальной из рассмотренного диапазона проницаемости низкопроницаемых слоев, а минимальный прирост (1,4%) – при максимальной. Здесь же на рисунке приведены относительные изменения накопленных отборов жидкости при применении НЗ+ПЭ. Видно, что применение технологии позволяет значительно сократить добычу жидкости – от 5 до 14% от значений базовых вариантов. С точки зрения экономики данная технология имеет преимущество перед остальными (больше нефти, меньше воды).

Таким образом, применение технологии НЗ+ПЭ позволяет не только дополнительно добыть нефть, но и сократить добычу попутной воды, что является немаловажным для условий современной разработки месторождения Кумколь.

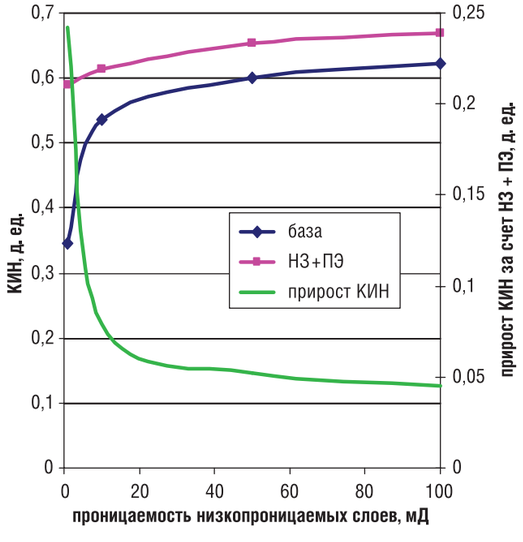
ТАБЛИЦА 1. Результаты модельных расчетов технологических показателей вариантов разработки участка залежи нефти с послойно неоднородным по проницаемости коллектором (технология НЗ+ПЭ)

| Проницаемость низкопроницаемого слоя, Мд | Соотношение проницаемостей высокопроницаемого и низкопроницаемого слоев, отн. ед. | КИН, д.ед. | | прирост КИН, д.ед. |
|---|---|---|---|---|
| | | база | НЗ | |
| 100 | 20 | 0,623 | 0,668 | 0,045 |
| 50 | 40 | 0,601 | 0,654 | 0,053 |
| 10 | 200 | 0,535 | 0,614 | 0,079 |
| 1 | 2000 | 0,346 | 0,589 | 0,242 |

Приведем выводы по применению нестационарного заводнения на залежи нефти с послойно неоднородным по проницаемости коллектором. В таблице 1 представлены итоговые результаты модельных расчетов.

Итак, применение технологии НЗ+ПЭ на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах с высоким показателем неоднородности позволяет существенно поднять нефтеотдачу пласта, при этом эффект достаточно быстро нарастает. Отметим, что также значительно снижаются отборы попутно

РИС. 7. Зависимости КИН и прироста КИН за счет НЗ+ПЭ от проницаемости низкопроницаемых слоев неоднородного коллектора








добываемой воды. Даже на высокопроницаемых достаточно однородных по проницаемости коллекторах происходит снижение добычи жидкости на 5%, но при более скромном по величине технологическом эффекте по добыче нефти (1,3%). Зависимости конечного КИН от проницаемости низкопроницаемых слоев приведены на рисунке 7.

Представленные выше результаты гидродинамических расчетов показали, что нестационарное заводнение в сочетании с периодической работой добывающих скважин имеет положительную эффективность в коллекторах с большим диапазоном значений проницаемостной неоднородности. В процессе заводнения, как в области закачки, так и в области отбора, по разным причинам (проницаемостная неоднородность, гравитационное разделение фаз) образуется контактная поверхность между заводненной и нефтенасыщенной областями коллектора, которые имеют разные пьезопроводности. Нестационарное воздействие (НЗ+ПЭ) позволяет интенсифицировать обмен жидкостями между этими областями, что и обеспечивает положительный технологический эффект. Конечно, величина этого эффекта различна для неоднородных и сильно неоднородных по проницаемости коллекторов, т.е. значительно зависит от величины проницаемостной неоднородности.

Таким образом, применение циклической закачки воды с периодической эксплуатацией добывающих скважин в противофазе позволяет не только дополнительно добыть нефть, но и сократить добычу попутной воды, что является немаловажным для условий современной разработки месторождения Кумколь.

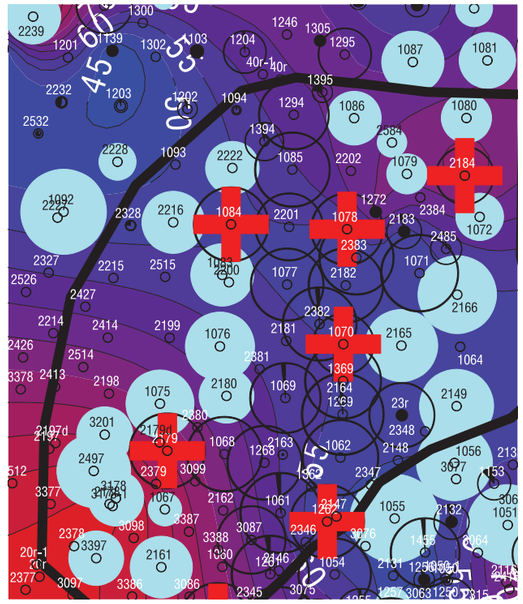
Результаты теоретических исследований были внедрены в качестве программы нестационарного воздействия на первом эксплуатационном объекте месторождения Кумколь.

## Рекомендации по применению нестационарного заводнения с периодической работой добывающих скважин на месторождении Кумколь

Технология циклической эксплуатации добывающих скважин предназначена для повышения эффективности нефтедобычи в специфических условиях разработки залежей нефти с пониженным пластовым давлением и высокой обводненностью добываемой продукции. Кроме того, периодическое отключение и включение добывающих скважин с высокой обводненностью добываемой продукции позволит регулировать потоки закачиваемой воды по латерали и тем самым реализовать элементы технологии изменения направления фильтрационных потоков. Для залежей со сниженным в результате разработки пластовым давлением периодическая работа добывающих скважин позволяет частично восстановить пластовое давление (при наличии системы ППД) или уменьшить темпы его падения.

На рисунке 8 показано, что высокодебитные высокообводненные скважины участка НЗ № 2 первого объекта разработки месторождения Кумколь располагаются в непосредственной близости от нагнетательных скважин и, за редким исключением, в основном в области низкого пластового давления.

РИС. 8. Фрагмент карты текущего поля пластового давления первого эксплуатационного объекта с действующим фондом нагнетательных и добывающих скважин в районе участка НЗ № 2. Красными крестами показано расположение скважин с высокой обводненностью (более 98 %)



Для ограничения отборов воды, повышения пластового давления и, как результат, повышения эффективности выработки запасов предлагается перевести добывающие скважины с высокой обводненностью в периодический режим эксплуатации. При этом необходимо увязать периодическую работу добывающих скважин с циклическим режимом закачки в нагнетательные скважины участка. Для этого рекомендуется ввести такой режим работы выбранных добывающих и нагнетательных скважин, чтобы максимально задействовать принцип их работы в «противофазе». В частности, в районе участка НЗ № 2 рекомендуется в первую очередь перевести в циклический режим скважины 1084, 2179, 2145 (первая группа) и 2184, 1078, 1070 (вторая группа).

Для того чтобы увязать периодическую работу добывающих и нагнетательных скважин, рекомендуется установить первоначальные периоды остановки добывающих скважин в 5 суток – это максимальное время восстановления давления на данном участке залежи (по данным ГДИС). В течение остановки скважин необходимо проводить ГДИС остановленных скважин методом КВД для определения радиуса контура дренирования скважины, коэффициента пьезопроводности и дальнейшего уточнения времени остановки добывающей скважины. Время работы добывающих скважин в цикле больше времени простоя (циклы не симметричные). Как было показано в [11], период работы добывающей скважины в цикле должен быть в 5…10 раз больше для получения оптимального эффекта. Однако в условиях сниженного давления

РИС. 9. Первая (а) и вторая (б) фазы цикла комбинированной технологии НЗ (участок НЗ № 2 первого эксплуатационного объекта)

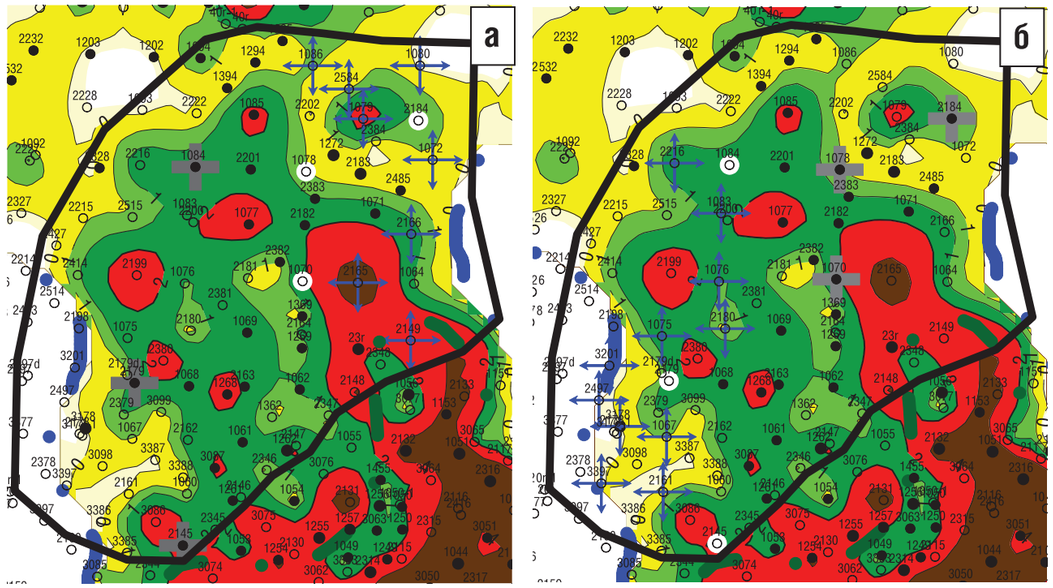



ТАБЛИЦА 2. Сопоставление вариантов применения нестационарного заводнения. Участок НЗ № 2 первого эксплуатационного объекта

| Месяц | Вариант | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | базовый | | | первый (циклика) | | | | второй (зимняя циклика) | | | | третий (зимняя циклика + ЦЭДС) | | | | |
| | месячная добыча, тыс. т | | обводненность, % | месячная добыча, тыс. т | | обводненность, % | прирост добычи нефти, тыс. т | месячная добыча, тыс. т | | обводненность, % | прирост добычи нефти, тыс. т | месячная добыча, тыс. т | | обводненность, % | прирост добычи нефти, тыс. т | прирост добычи жидкости, тыс. т |
| | нефти | жид-кости | | нефти | жид-кости | | | нефти | жид-кости | | | нефти | жид-кости | | | |
| 201409 | 9,0 | 671,1 | 98,7 | 10,4 | 671,1 | 98,4 | 1,436 | 10,4 | 671,1 | 98,4 | 1,436 | 10,4 | 671,1 | 98,4 | 1,436 | 0,0 |
| 201410 | 10,2 | 671,1 | 98,5 | 10,9 | 671,1 | 98,4 | 0,683 | 10,9 | 671,1 | 98,4 | 0,683 | 10,9 | 671,1 | 98,4 | 0,683 | 0,0 |
| 201411 | 9,6 | 671,1 | 98,6 | 10,5 | 671,1 | 98,4 | 0,917 | 10,5 | 671,1 | 98,4 | 0,917 | 10,0 | 624,0 | 98,4 | 0,454 | -47,1 |
| 201412 | 9,5 | 671,1 | 98,6 | 10,0 | 671,1 | 98,5 | 0,458 | 10,1 | 671,1 | 98,5 | 0,550 | 9,7 | 624,0 | 98,5 | 0,119 | -47,1 |
| 201501 | 9,2 | 671,1 | 98,6 | 9,2 | 671,1 | 98,6 | 0,000 | 9,8 | 671,1 | 98,5 | 0,532 | 9,4 | 624,0 | 98,5 | 0,149 | -47,1 |
| 201502 | 8,1 | 671,1 | 98,8 | 8,1 | 671,1 | 98,8 | 0,000 | 8,5 | 671,1 | 98,7 | 0,465 | 8,2 | 624,0 | 98,7 | 0,163 | -47,1 |
| 201503 | 8,7 | 671,1 | 98,7 | 8,7 | 671,1 | 98,7 | 0,000 | 9,2 | 671,1 | 98,6 | 0,499 | 8,9 | 624,0 | 98,6 | 0,212 | -47,1 |
| 201504 | 8,1 | 671,1 | 98,8 | 8,9 | 671,1 | 98,7 | 0,780 | 8,9 | 671,1 | 98,7 | 0,780 | 8,7 | 624,0 | 98,6 | 0,548 | -47,1 |
| 201505 | 8,1 | 671,1 | 98,8 | 8,9 | 671,1 | 98,7 | 0,781 | 8,9 | 671,1 | 98,7 | 0,781 | 8,7 | 624,0 | 98,6 | 0,590 | -47,1 |
| 201506 | 7,6 | 671,1 | 98,9 | 8,4 | 671,1 | 98,8 | 0,734 | 8,4 | 671,1 | 98,8 | 0,734 | 8,2 | 624,0 | 98,7 | 0,595 | -47,1 |
| 201507 | 7,7 | 671,1 | 98,9 | 8,4 | 671,1 | 98,7 | 0,736 | 8,4 | 671,1 | 98,7 | 0,736 | 8,3 | 624,0 | 98,7 | 0,640 | -47,1 |
| 201508 | 7,4 | 671,1 | 98,9 | 8,2 | 671,1 | 98,8 | 0,714 | 8,2 | 671,1 | 98,8 | 0,714 | 8,1 | 624,0 | 98,7 | 0,666 | -47,1 |
| 201509 | 7,0 | 671,1 | 99,0 | 7,7 | 671,1 | 98,9 | 0,671 | 7,7 | 671,1 | 98,9 | 0,671 | 7,7 | 624,0 | 98,8 | 0,671 | -47,1 |
| 201510 | 7,0 | 671,1 | 99,0 | 7,7 | 671,1 | 98,9 | 0,674 | 7,7 | 671,1 | 98,9 | 0,674 | 7,8 | 624,0 | 98,8 | 0,722 | -47,1 |
| 201511 | 6,6 | 671,1 | 99,0 | 7,2 | 671,1 | 98,9 | 0,634 | 7,2 | 671,1 | 98,9 | 0,634 | 7,3 | 624,0 | 98,8 | 0,727 | -47,1 |
| 201512 | 6,6 | 671,1 | 99,0 | 7,0 | 671,1 | 99,0 | 0,319 | 7,0 | 671,1 | 98,0 | 0,383 | 7,2 | 624,0 | 98,9 | 0,526 | -47,1 |
| Итого | 130,6 | 10737,7 | | 140,2 | 10737,7 | | 9,537 | 141,8 | 10737,7 | | 11,188 | 139,5 | 10078,3 | | 8,901 | -659,4 |





можно установить отношение длительностей периодов работы/простоя равным 2.

Порядок применения технологии следующий. Цикл начинается с отключения (или снижения расхода закачиваемой воды в зимнее время) западного ряда нагнетательных скважин. При этом останавливают добывающие скважины второй группы 2184, 1078, 1070. В течение пяти суток работают нагнетательные скважины восточного рядов (первая фаза). По истечении пяти суток включаются нагнетательные скважины западного ряда (или увеличивают суточный расход воды в зимнее время) и отключаются нагнетательные скважины восточного ряда участка (или снижают расход закачиваемой воды в зимнее время). При этом вводятся в эксплуатацию добывающие скважины второй группы (2184, 1078, 1070) и отключаются добывающие скважины первой группы (1084, 2179, 2145). В течение последующих пяти суток работают нагнетательные скважины западного ряда (вторая фаза). По истечении пяти суток включаются нагнетательные скважины восточного ряда и отключаются нагнетательные скважины западного ряда участка. При этом вводятся в эксплуатацию добывающие скважины первой группы (1084, 2179, 2145). В течение последующих пяти суток работают нагнетательные скважины восточного ряда и все добывающие скважины участка (третья фаза). Затем фазы циклически повторяются.

Первая и вторая фазы цикла показаны на рисунке 9.

Оценка технологического эффекта предлагаемой технологии циклического воздействия проводилась на основе расчетов на гидродинамической модели залежи. Сопоставление велось с базовым вариантом разработки участка, не предусматривающим каких-либо изменений в системе разработки участка. Рассмотрено несколько вариантов применения нестационарного воздействия: первый вариант – применяемая в настоящее время технология нестационарного воздействия (НЗ+ИНФП, переход на стационарную закачку в зимнее время), второй вариант – круглогодичное нестационарное заводнение (НЗ+ИНФП, периодическое ограничение закачки в зимнее время), третий вариант предусматривает циклическую закачку воды рядами нагнетательных скважин с периодической эксплуатацией добывающих скважин по группам. При расчетах учитывался переход на «зимний» режим циклической закачки воды в зимний период.

Произведен расчет динамики месячной добычи нефти для третьего варианта нестационарного воздействия. В таблице 2 приведена динамика добычи нефти и обводненности по базовому варианту и вариантам с нестационарным воздействием. За расчетный период дополнительная добыча нефти за счет применения НЗ по третьему варианту (НЗ + «зимний режим» + ЦЭДС) составит 8,9 тыс. т. При этом добыча жидкости снижается на 659 тыс. т.

Необходимо отметить, что существенным вкладом в эффект от НЗ по третьему варианту является сокращение объемов добываемой жидкости, что позволит поднять пластовое давление на участке.

В заключение необходимо отметить, что циклическая эксплуатация добывающих скважин предусматривает периодическое отключение насосного оборудования, что снижает безаварийный срок работы скважины.

## Выводы:

Таким образом, для повышения технико-экономического эффекта от применения технологии нестационарного воздействия, при высокой обводненности скважин необходимо использовать чередующиеся закачку и отборы. Теоретические исследования указывают на высокий потенциал данной технологии. В качестве одного из направлений совершенствования применяемой на месторождении Кумколь технологии НЗ было предложено перейти к третьему этапу применения НЗ с периодической работой добывающих скважин.

В качестве первоочередных рекомендаций по переводу части высокообводненных добывающих скважин в периодический режим работы предложено 6 скважин. При этом периоды работы/остановки добывающих скважин были увязаны с циклическим режимом закачки в нагнетательные скважины участка. По предложенному варианту за расчетный период технологический эффект составит 8.9 тыс. т дополнительно добытой нефти. При этом добыча жидкости снижается на 659 тыс. т.

***Литература***


1. *Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И.В. Владимиров. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с.*
2. *Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.*
3. *Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учебн. пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596 с.*
4. *Владимиров И.В. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти/ И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова, Н.Х. Габдрахманов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР. – Уфа, 2014. – Вып. 3 (97). – С. 33–44.*
5. *Владимиров И.В. Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, Э.М. Альмухаметова, Д.Т. Абилхаиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР. – Уфа, 2014. – Вып. 4 (98). – С. 16–25.*
6. *Владимиров И.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи / И.В. Владимиров, О.Н. Пичугин, А.В. Горшков // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2013. – № 11. – С. 46–52.*
7. *Велиев Э.М. Исследование зависимости эффективности технологии нестационарного заводнения от продолжительности полупериода работы/простоя нагнетательных скважин в цикле при разработке высокопродуктивных неоднородных коллекторов маловязкой нефти / Э.М. Велиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР. – Уфа, 2015. – Вып. 2 (100). – С. 46–56.*
8. *Владимиров И.В. Исследование зависимости эффективности технологии нестационарного заводнения от «стартовой» обводненности и продолжительности полупериода работы/простоя нагнетательных скважин в цикле при разработке высокопродуктивных неоднородных коллекторов маловязкой нефти / И.В. Владимиров, Э.М. Велиев // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2015. – № 11. – 2015. – С. 47–55.*
9. *Владимиров И.В. Выбор оптимальной технологии повышения нефтеотдачи при разработке залежей высоковязкой нефти на основе экономического анализа / И.В. Владимиров, А.И. Хисаева, Э.М. Велиев // Энергоэффективность. Проблемы и решения: Матер. XIV Междунар. научн.-практ. конф. 23 октября 2014 г. – Уфа, 2014. – С. 62–63.*
10. *MORE 6.7 Technical Reference. ROXAR. 2011. – 152 p.*
11. *Манапов Т.Ф. Оптимизация и мониторинг разработки нефтяных месторождений / Т.Ф. Манапов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 296 с.*


KEYWORDS: *oil production, production and injection wells, non-stationary flooding, Kumkol field, hydrodynamic calculations.*

Neftegaz.RU
номер 3/2018 г.



УДК 532.546

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

# ВПГ И ТГХВ НА ПЛАСТАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ НА БАЗЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Кравченко Марина Николаевна,**
**доцент, к. ф.-м. н.**

**Мурадов Александр Владимирович,**
**профессор, д.т.н.**

**Диева Нина Николаевна,**
**старший преподаватель, к.т.н.**

**Перехожев Фёдор Анатольевич**

**Российский государственный университет нефти и газа НИИ им. И.М. Губкина**

ОГРОМНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, СОДЕРЖАЩИЕСЯ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ, СЕГОДНЯ ОТНОСЯТ К КАТЕГОРИИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ. ОТНОСИТЕЛЬНО НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ИХ РАЗРАБОТКИ ЕДИНОГО МНЕНИЯ СРЕДИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕТ ДО СИХ ПОР. АВТОРЫ СТАТЬИ, НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ, ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВОЛНОВОМУ, ТЕПЛОВОМУ И ВЗРЫВНОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА КЕРОГЕН, ОБОСНОВЫВАЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КЕРОГЕНОСОДЕРЖАЩИЕ ПЛАСТЫ ТИПА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ. ТАКЖЕ В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕНЫ ЗАМЕЧАНИЯ ПО ОСОБЕННОСТЯМ ОРГАНИЗАЦИИ ГОРЕНИЯ В КЕРОГЕНОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТАХ И ОБОСНОВАН СТАДИЙНЫЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ МОДЕЛИРУЕМОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

*THE MASSIVE RESERVES OF HYDROCARBONS, CONTAINED IN BAZHENOV FORMATION, NOWADAYS ARE CLASSIFIED AS HARD-TO-RECOVER. REGARDING THE MOST EFFECTIVE METHODS OF THEIR RECOVERY, THERE IS NO SHARED VISION AMONG THE SPECIALISTS DOWN TO DATE. THE AUTHORS OF THE ARTICLE, ON THE BASIS OF THEORETICAL, EXPERIMENTAL AND INDUSTRIAL RESEARCH ON WAVE, THERMAL AND EXPLOSIVE IMPACT ON KEROGEN, SUBSTANTIATE THE POSSIBILITY OF AN EFFECTIVE APPLICATION OF THE METHODS OF THERMO-GAS-CHEMICAL IMPACT ON KEROGEN BEARING MEASURES OF BAZHENOV FORMATION TYPE. ALSO IN THE ARTICLE THE REMARKS ON PECULIARITIES OF REGULATION OF COMBUSTION IN KEROGEN BEARING MEASURES AND THE PHASE APPROACH TO THE ANALYSIS OF MODELLED TECHNOLOGICAL PROCESS IS SUBSTANTIATED*

Ключевые слова: *баженовская свита, кerогеносодержащие пласты, термогазохимическое воздействие, трудноизвлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи.*

Баженовская свита является уникальным объектом Западной Сибири. Несмотря на огромное внимание ученых-исследователей и инженеров-практиков к этому геолого-физическому объекту, по-прежнему остается множество вопросов о геологическом строении коллектора, составе матрицы и пластового флюида, фильтрационно-емкостных свойствах, термобарическом состоянии системы, генерационном потенциале керогеносодержащей части скелета, и т.п. Огромные запасы углеводородов, содержащиеся в баженовской свите, оцениваемые некогда специалистами как стратегические, сегодня относят к категории трудноизвлекаемых. На настоящий момент нет единого мнения о наиболее эффективных способах разработки этих залежей. Предлагаются различные подходы, включающие термические, химические и волновые методы воздействия. Рассматриваемые технологии представляют из себя, как правило, методы, используемые для низкопористых слабопроницаемых коллекторах, содержащих подвижную нефть, либо для месторождений высоковязких нефтей.

Главной особенностью пород баженовской свиты, делающей их отличными от традиционных залежей углеводородов, является высокое содержание в составе их твердой неподвижной фазы органического вещества (ОВ). Битумоиды и кероген – это основные компоненты ОВ, соответственно растворимые и нерастворимые в органических растворителях. Углеводородными ресурсами органического вещества являются: легкие компоненты битумоидов (масла, легкие смолы); связанные (сорбированные) битумоидами газ и нефть; связанный (сорбированный) керогеном газ; синтетические углеводороды, получаемые в результате пиролиза керогена. Кероген способен генерировать подвижные углеводороды при определенных термобарических условиях. Именно это обстоятельство требует выработки нового подхода к разработке подобных залежей. Рассматривая залежи, приуроченные к баженовской свите, как объекты разработки, нужно учитывать аномально низкие значения пористости и проницаемости и малое количество подвижных жидких и газообразных углеводородов. К особым факторам можно отнести повышенную пластовую температуру, наличие зон аномально высокого пластового давления. При выборе технологии разработки объектов баженовской свиты необходимо учитывать наличие двойной пористости коллектора за счет наличия слабопроницаемой изначально «твердой» минерально-кероговой матрицы с высоким содержанием ОВ и наличия «межматричных» более проницаемых областей, характеризующихся малыми значениями открытой пористости.

В баженовской свите Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются три типа коллекторов, приуроченных к аргиллитам, песчаникам, а также карбонатным породам. Карбонатный коллектор имеет кавернозно-трещинный тип пустотного пространства. Несмотря на сложность этого типа коллектора, у геологов

**ФАКТЫ**

**30%**

уровень сокращения выхода летучих продуктов на органическую массу, при котором образовываться микротрещиноватая структура

накоплен большой опыт работы с ним. Песчаники баженовской свиты представлены линзами и имеют небольшое распространение по площади. Разработка данных объектов не составляет проблемы. Особую сложность представляют широко развитые аргиллиты баженовской свиты, характерной чертой которых является наличие тонко- и микроплитчатых, слойчатых и листоватых глин с прослоями известняков и карбонатно-кремнистых пород [1]. Это тип коллекторов, который требует нетрадиционного подхода к стратегии поисковых работ. Отличительными особенностями аргиллитовых коллекторов являются незакономерное размещение участков и зон нефтеносности, неодинаковая продуктивность, что обусловливает большие риски при разведке и разработке подобных залежей. Для баженовской свиты Западной Сибири характерно наличие аномальных разрезов, так называемых АРБ [2], битуминозных аргелитов, сочетающих аргеллиты с песчанно-алевролитовыми включениями.

Отсутствует единая точка зрения по вопросу природы коллектора в породах баженовской свиты. Разные исследователи, в том числе авторы работы [3, 4], указывают на четыре основных компонента: глинистые минералы, карбонаты, минералы кремнезема, органическое вещество. При этом установлено, что в каждом литотипе пород баженовской свиты содержится ОВ (от 5 до 25%), структурные изменения которого в процессах преобразования (окисления и нефтегенерации) приводят к возникновению вторичной пустотности. Морфология возникающей пустотности зависит от типа исходного ОВ, т.е. от его нефтегенерационных возможностей. Исследованиями установлено, что при сокращении выхода летучих продуктов на органическую массу до 30% начинает образовываться микротрещиноватая структура. Изучение изменений микростроения ОВ показало, что пространственная сеть микротрещин, образующая в результате нефтегенерации в пленках ОВ, адсорбированного на поверхности глинистых частиц, должна способствовать эмиграции углеводородов без проявления флюидоразрыва. Исследование напряженного состояния пород баженовской свиты показало, для миграции образующихся углеводородов необходимо тектоническое трещинообразование, в противном случае углеводородообразование в керогене тормозится вне зависимости от температуры. Авторы работ [3, 5] отмечают также пластичнось пород баженовской свиты.

Нефтегенерационная способность входящего в состав пород баженовской свиты керогена обусловливает повышенный интерес, проявляемый к данным формациям. В силу этого месторождения баженовской свиты можно относить к отдельной категории запасов. В природных условиях генерация жидких углеводородов из керогена осуществляется за геологические времена. Повышение температуры пласта до 300°С увеличивает генерационную

**ФАКТЫ**

**300 °С**

температура пласта пласта, при которой увеличивается генерационная скорость на несколько порядков

скорость на несколько порядков, а создание условий повышенного давления и температур более 700°С дает возможность генерировать подвижные углеводороды в режиме реального времени.

Очевидным оказывается вывод о том, что главной задачей при разработке обсуждаемых залежей является добыча их потенциальных запасов, сокрытых в керогене и не учтенных при подсчете геологических запасов. Обзор экспериментальных и теоретических работ, касающихся создания условий высоких давления и температур, а также промыслового опыта дан в работе [6]. Среди технологий, опробываемых сегодня на слабопроницаемых пластах керогеносодержащих коллекторов, можно назвать методы множественного гидроразрыва пласта (ГРП), методы внутрипластового горения и комплексные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), сочетающие в себе тепловые и термохимические методы. Следуя мировой практике, российские нефтегазодобывающие компании предлагают использовать на керогеносодержащих коллекторах сочетание гидродинамических, тепловых и химических методов [7–10]: ГРП «Роснефть», термогазовый метод (ОАО «РИТЭК»), внутрипластовое горение (ВПГ) (ОАО «Сургутнефтегаз), термическое воздействие в сочетании с множественным ГРП (ПАО «Газпром нефть» и ее совместное предприятие с концерн «Шелл» – «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»). Однако указанные методы направлены на увеличение степени охвата и повышение подвижности флюидов за счет создания системы трещин, повышения фильтрационно-емкостных свойств, снижения вязкости нефти и т.п. и не дают возможности достигнуть основной цели – активировать процесс генерации дополнительных углеводородов в породах баженовской свиты.

С точки зрения организации условий для генерации из керогена, а также для обеспечения максимально

контроля в ходе термического воздействия, интересны методы, способствующие созданию в пластах импульсов высокого давления и температур за счет развития химических реакций, возникающих либо при закачке окислителей, стимулирующих развитие процессов ВПГ, либо за счет реакций разложения предварительно закаченных в пласт (в трещину ГРП) химически активных веществ, которым и посвящена настоящая работа.

Предположение о возможности применении как сухого, так и влажного ВПГ на керогеносодержащих пластах обосновывается в различных работах [11–15]. Процесс сухого горения поддерживается за счет закачивания воздуха обогащенного кислородом. При реакции горения кислорода и нефти образуются вода и диоксид углерода, который за счет фильтрации проходит через пласт, растворяется в нефти, снижая ее вязкость. Применение ВПГ на пластах баженовской свиты с 2005 года внедряет ОАО «Сургутнефтегаз» (пилотный проект по применению метода внутрипластового горения).

В литературе указываются способы инициирования реакций низкотемпературного окисления нефти в пластах баженовской свиты, применяя гомогенные либо гетерогенные катализаторы. Авторами [16] исследован углеводородный состав продуктов превращения при низкотемпературном окислении (в пределах 150–200°С) кислородом воздуха высоковязкой нефти в пористой карбонатной среде в присутствии нанодисперсного катализатора ацетилацетоната кобальта и зафиксировано улучшение ряда показателей данного процесса, в том числе низкая степень конверсии кислородсодержащих углеводородов, большой спектр новообразованных углеводородов, многочисленные признаки протекания реакций окислительно-восстановительного характера.

Родственным методу ВПГ является разрабатываемый ОАО «РИТЭК» и

**ФАКТЫ**

**700 °С**

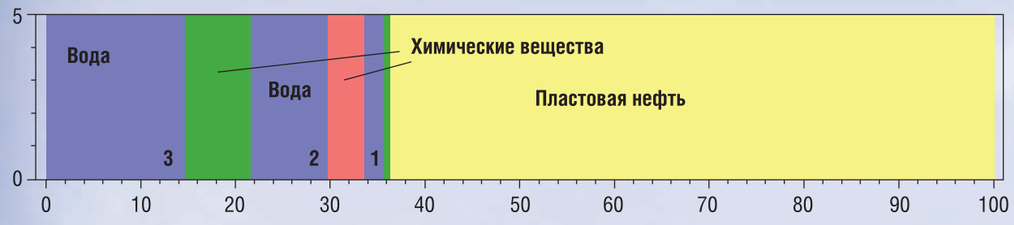
емпература (плюс повышенное давление) дающая возможность генерировать подвижные углеводороды в режиме реального времени

ОАО «Зарубежнефть» метод термогазового воздействия (ТГВ). Суть метода [17] заключается в закачке в пласт атмосферного воздуха вместе с водой при высоком давлении. При взаимодействии кислорода, содержащегося в воздухе, с пластовыми углеводородами происходит самопроизвольный окислительный процесс с выделением вытесняющего газового агента (азота, углекислого газа) При этом температура пласта должна быть выше 65–70°С. Процесс сопровождается разогревом нефтематеринской породы и увеличением содержания легких фракций УВ. Считается, что в сравнении с ВПГ метод ТГВ больше подвергается контролю с земной поверхности за счет возможности оперативного изменения объемов закачки воздуха и водо-воздушного соотношения закачиваемого состава.

Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» с 2011 реализует 2 пилотных проекта по закачки химических реагентов в пласты баженовской свиты года на Верхне-Салымском месторождении [10]. Пробные работы по стимулированию притоков путем закачки соляной кислоты на Средне-Назымском месторождении компания начала проводить с 2007.

Другим альтернативным методом воздействия на керогеносодержащие пласты является метод ТГХВ (термо-газо-химического воздействия), заключающийся в закачке в пласт химического агента и стимуляции экзотермической реакции его разложения в пласте, за счет чего возникает зона высокого давления и температуры, распространяющаяся по пласту в виде «волны» [18]. Идея метода принадлежит Александрову Е.Н. [19]. Для генерирования скачка давления в скважину сначала поочередно закачивают химически активные вещества, например на основе водорастворимых ВВ и инертные жидкости (водный раствор аммиачной селитры, кислоты, иногда ПАВ, продавочная и буферная

РИС. 1. Изменение естественной температуры горной породы по глубине




вода). При их взаимодействии начинается интенсивная реакция разложения ВВ с резким повышением давления и температуры. В одной из модификаций организации метода ТГХВ [20] для предотвращения преждевременной реакции вслед за монотопливом до подачи кислоты в скважину закачивают буферную жидкость на основе нефтяной эмульсии, инертной по отношению к обеим жидкостям. Для продавки реагирующих составов вглубь пласта, после монотоплива в скважину закачивают продавочную жидкость на основе технической воды и легких углеводородов. Контролируемое развитие неустойчивости поверхностей раздела приводит к тому, что непосредственный контакт воспламенителя и монотоплива происходит уже на значительном расстоянии от скважины. Среди компаний активно ведущих работы по технологиям типа ТГХВ на месторождениях традиционных углеводородов можно назвать «ГМС Группа», Лукойл, ООО «ПЕТРОБУСТ». Значительный интерес к этому методу проявляют «Шлюмберже» и др. зарубежные компании.

**ФАКТЫ**

**ТГХВ**

– метод создания волны высокого давления, возникающей за счёт инициации скачка давления в призабойной зоне скважины или в удаленной от забоя зоне трещины гидроразрыва

Предпосылками эффективного применения метода ТГХВ на месторождениях баженовской свиты является следующие за ним в пласте изменения состояния внутрипластовой системы [21]. В результате воздействия на пласт волны высокого давления происходит образование дополнительной системы мелких трещин, что приводит к изменению проницаемости пласта, прогреваются ближайшие к зоне реакции области, а ударная волна может стимулировать фазовые переходы и химические превращения части компонентов, входящих в состав насыщающего флюида (керогена).

Применение описанных методов при разработке залежей баженовской свиты всестороннего предварительного исследования, как в лабораторных условиях, так и методами численного моделирования. Применение в этом случае известных симуляторов не представляется вполне приемлемым, так как, как правило, в них не закладывается модуль разложения твердой матрицы с образование дополнительных жидких углеводородов. В плане создания численного симулятора для реализации процесса ТГХВ на баженовской свите необходимо учитывать, что керогена обладает уникальным составом, строением, свойствами и генерационным потенциалом. Модель должна включать уравнения многофазной многокомпонентной фильтрации в сложнопостроенном анизотропном пласте, сопровождающейся химическими реакциями и фазовыми переходами, наступающими в результате взаимодействия компонентов флюидов и пласта [18, 21]. Адаптация модели должна осуществляться путем сравнения качественных лабораторных и теоретических исследованиях. Проблема построения математической модели пород баженовской свиты упирается в замыкание математической части (уравнений) параметрами состояния и скорости разложения керогена.

Авторами данной работы уже были сделаны попытки анализа особенностей поведения системы «насыщенный керогеносодержащий пласт» в условиях процесса перехода твердой фазы (керогена) в жидкую фазу (жидкие углеводороды), предложен ряд математических моделей, позволяющих описывать многофазную фильтрацию в керогеносодержащих породах с разной степенью точности и с учетом разных сторон процесса преобразования керогена [6, 18, 21]. В рамках опирающегося на теоретические и экспериментальные работы скорость генерации жидких углеводородов в процессах или ТГХВ задавалась модельными функциями. В настоящее время модель усовершенствована и включает описание кинетики процесса перехода керогена в подвижные углеводороды с учетом температуры и давления, позволяющая рассчитывать как процессы ВПГ так ТГХВ.

Для исследования процесса ВПГ создана математическая модель многофазной многокомпонентной

РИС. 2. Динамика дебита воды на нагнетательной скважине

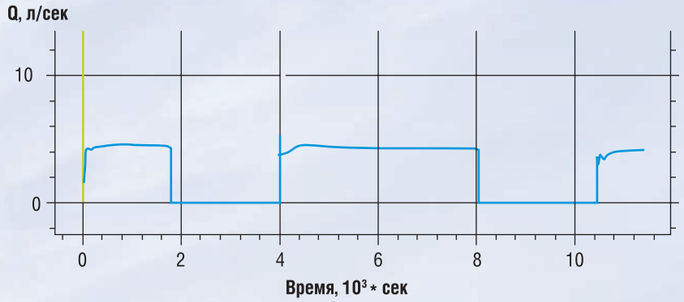
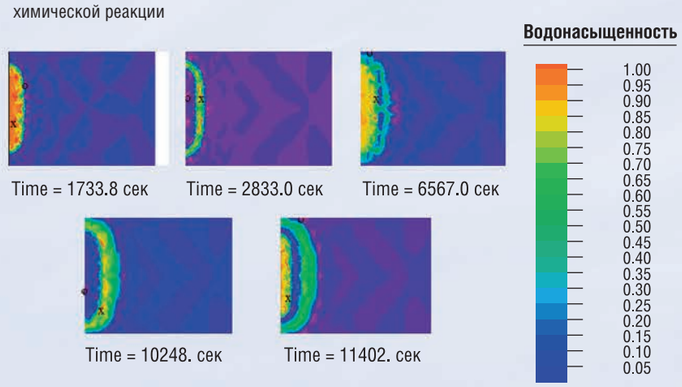



РИС. 3. Поле распределения насыщенностей в разные моменты времени до начала химической реакции




фильтрации с учётом фазовых переходов и химических реакций, подробно описанная в работе [22]. Математическая модель отвечает классическому подходу описания процесса ВПГ в пластах традиционной нефти с дополнением реакции разложения керогена. По данной модели проведана серия численных экспериментов, в результате чего можно сделать вывод, что при быстром распространении фронта горения и низких скоростях генерации может происходить выгорание не только подвижной нефти, но и самого керогена. Это ставит под сомнение применение методов ВПГ на пластах баженовской свиты. Безусловно, требуется уточнение всех кинетических параметров реакции, и получения объективных прогнозов необходимо проведение лабораторных исследований по организации процесса горения на кернах, содержащих кероген.

Гидродинамические расчеты воздействия на насыщенные пласты по технологии ТГХВ проводились для различных технологических задач: рассматривались процессы стимулирования притока нефтяных скважин традиционных месторождений и керогеносодержащих пластов. Моделировались два различных процесса: последовательной закачки реагирующих жидкостей (монотоплива и кислоты) непосредственно в пласт в области зоны перфорации скважины и закачки

**ФАКТЫ**

**70 °C**

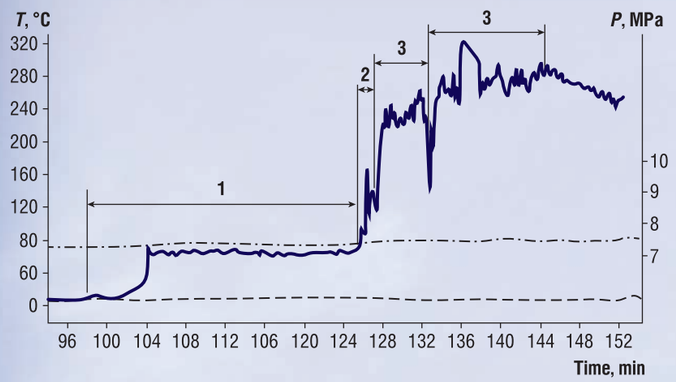
температура пласта, при которой самоокислительный процесс сопровождается разогревом нефтематеринской породы и увеличением содержания легких фракций УВ

реагентов в пласт с трещиной гидроразрыва. Схематично процесс последовательной закачки жидкостей в трещину изображен на рис. 1, где цветом указаны различные составы жидкостей, насыщающих пласт. На рис.2 приведены результаты динамики дебита водных (инертных) жидкостей на нагнетательной скважине.

В модели считается, что химическая реакция, сопровождаемая повышением давления и температуры, начинается на момент, когда в пласт закачаны все объемы регламентируемых составов и за счёт неустойчивости на истонченной поверхностей раздела зоны буферной жидкости создаются условия для вступления в контакт монотоплива и кислоты. По результатам распределения полей водонасыщенности в разные моменты времени можно отслеживать продвижение в пласт порций закачиваемой буферной водной фазы, а также оценивать положения зоны смешения взаимодействующих химических веществ, которая в свою очередь будет определять зону повышенного давления и температуры. На рис. 3 приведены результаты расчетного варианта последовательной закачки в однородный пласт регламентирующих жидкостей до момента начала реакции. В данной постановке, считаем, что закачка осуществляется по всему интервалу вскрытия от кровли до подошвы пласта. Характеристики пласта отвечают малой начальной пористости (12%) и проницаемости 5 мДа. Время закачки до начала реакции зависит от объемов закачиваемых жидкостей и фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Для данного варианта расчета реакция начинается на расстоянии 2,3 м примерно через 3 часа от начала процесса.

Результаты промыслового эксперимента по закачке нитрата аммония в пласт приведены в работе [23]. Сама технология была усовершенствована и включала закачку инициатора реакции вместо использования кислоты. Рис. 4 отражает последовательность работ. Приборы регистрации давления

РИС. 4. Эпюры температуры и уровни давления; цифрам 1, 2, 3, 4 отвечают различные этапы последовательной закачки реагентов

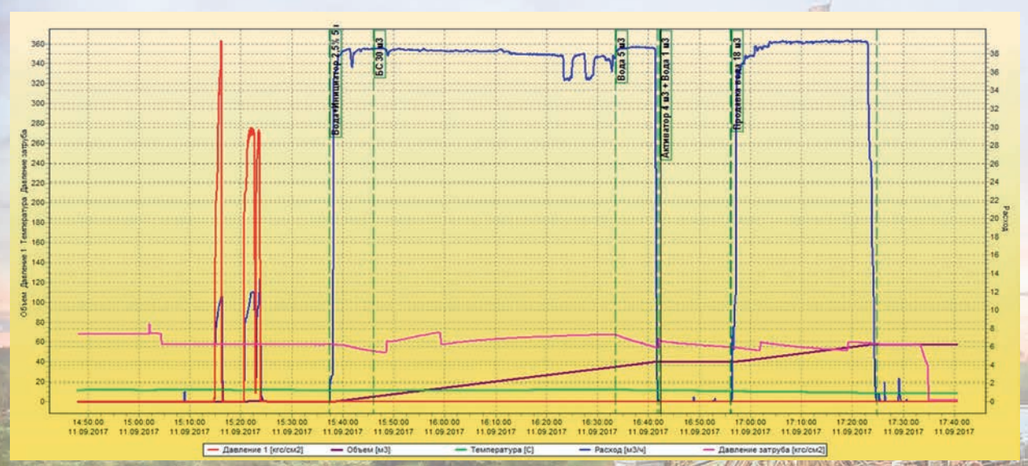



и температуры, установленные в скважине, позволяют регистрировать повышение таких параметров, как температура и давление, являющихся откликом на процессы, происходящие в пласте, и дают возможность оценить время реакции и уровни «волн» повышенного давления и температуры. На рис. 4 приведена эпюра изменения температуры вблизи забоя, которая отвечает последовательности закачки и «регистрирует» интервалы развития процесса.

Порядок дробной закачки на скважине включал последовательную подачу разных объемов бинарной смеси и продавочных жидкостей. Аммиачную селитру на основе нитрата вводили за 4 цикла: зона 1 – введение инициатора реакции и водного раствора нитрата аммония, продавочный водный обьем, при этом с 104-й минуты температура увеличилась с начальной 14°С до 76°С; зона 2 – вторая порция бинарной смеси и продавочной жидкости привели к повышению температуры примерно за 2 мин до 170°С; зона 3 – третья порция бинарной смеси и водной подушки привела к повышению температуры до 245°С; зона 4 – порция отвечает еще одному впрыску реагента и затем подается большой объем продавочной жидкости, оттесняющей зону реакции от ствола скважины. Общее время обработки не превышало нескольких часов. Обработка проводилась на пластах пористости около 20%. При этом давления и температуры в стволе скважины не превышали допустимые уровни, что доказывает безопасность проводимых работ при правильном подборе объемов реагентов и продавочных жидкостей. Повышение добычи нефти, описанной примерно за полгода, составило 700 т по одной из обработанных скважин и 690 т по другой.

По похожему протоколу проводились промысловые эксперименты АО «Группа ГМС» по стимуляции пластов методом закачки в пласт бинарных смесей. Произведенные компанией установки насосной селитры УНС и установки насосной нитрита натрия УНН, стали прообразом оборудования для термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС). Активная деятельность компании АО «Группа ГМС» в плане осуществления

РИС. 4. Эпюры температуры и уровни давления; цифрам 1, 2, 3,4 отвечают различные этапы последовательной закачки реагентов




внедрения метода ТГХВ БС начата в рамках правительственного проекта совместно с Тюменским университетом и ИБХФ РАН. Проведены первые опытно-промысловые испытания на месторождениях, позволившие отработать технологический цикл в плане достижения безопасности работ и получения устойчивого эффекта обработки.

На рис. 5 приведены результаты промыслового эксперимента по последовательной закачке пачек реагента и продавочной жидкости. Последовательность работы была в изменении графика подачи активатора относительно объемов бинарной смеси. Работы по предложенному регламенту привели к устойчивому повышению нефтеотдачи, сравнимому с эффектом ГРП.

На основе обобщения теоретических, экспериментальных и промысловых исследований по волновому, тепловому и взрывному воздействию можно предполагать возможность эффективного применения методов термогазохимического воздействия на керогеносодержащие пласты типа баженовской свиты. Использование на подобных пластах методов классического ВРГ может приводить к некоторому повышению нефтеотдачи в низкопроницаемых малопористых пластах за счет образования теплового фронта и фронта повышенного давления за счет образования массы газов в процессе горения, однако необходимость подачи окислителя для поддержания процесса горения может приводить к выгоранию керогена матрицы, что не приносит искомого эффекта генерации дополнительных жидких углеводородов.

Использование методов ХВ для баженовской свиты в плане поиска эффективных химических составов (например, на основе кислот) остается пока нерешенным. Методы ТГХВ, показавшие свою эффективность на традиционных месторождениях, требуют проведения скрупулезных лабораторных экспериментов и анализа статистики по различным типам месторождения. Высокие уровни температур и давлений пластов баженовской свиты могут иметь как положительный, так и отрицательный эффект на процесс организации химического разложения используемых активных веществ. Процесс может существенно зависеть от типа породы, состава керогеносодержащей матрицы, начальной пористости, трещиноватости, слоистости и др. факторов.

В плане выбора наиболее эффективной методики необходимо совместить работы по развитию методов геофизических исследований, обработки и подробному анализу промысловых результатов и численному моделированию. Созданные математические модели процессов ВПГ и ТГХВ могут существенно улучшить понимание гидродинамической картины течения в пласте с учетом многостадийности процесса и изменения фазового и компонентного состава подвижных флюидов и керогеновой матрицы.

***Литература***

1. *Коробова Л.А., Коробов А.Д. К вопросу о минералогических критериях выделения контура продуктивности пород баженовской свиты. // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. – с. 113–116.*
2. *Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С., Потрясов А.А. Особенности строения и формирования аномального разреза баженовской свиты на примере северо-конитлорского месторождения.//Геология нефти и газа. – 2010, №1, с. 32–40.*
3. *Балушкина Н.С. и др. Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской и абалакской свит в центральной части западно-сибирского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2015. – №5. – С. 69–77.*
4. *Киреева Т.А. Структура пустотного пространства пород баженовской свиты // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. – с. 100–103.*
5. *Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Гультяев С.В., и др. Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза её промышленной продуктивности // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. – с.116–119.*
6. *Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М., Мурадов А.В., Диева Н.Н., Герасимов В.В. Инновационные методы разработки керогеносодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал. // Георесурсы, – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 321–326.*
7. *Кокорев В. И. Инновационный термогазовый метод разработки отложений керогена баженовской свиты месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2009. №9. С. 37–39.*
8. *Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы.// Rogtec. Российские нефтегазовые технологии. Май 25, 2011. https://rogtecmagazine.com*
9. *Копытов А. Г., Узбеков В. Р. Перспективы разработки битуминозных отложений Западной Сибири внутрипластовым горением, вероятные технические и технологические сложности его реализации и способы их решения // Наука и ТЭК. 2012. № 2. С. 28–31.*
10. *Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. // Rogtec. Российские нефтегазовые технологии. Август 27, 2013. https://rogtecmagazine.com*
11. *Бакиров И.М., Низаев Р.Х., Александров Г.В. Технология разработки залежи высоковязкой нефти с использованием внутрипластового горения на основе моделирования. В сборнике ТатНИПИнефть. Москва, 2012. С. 85–90.*
12. *Зотова О.П. Факторы разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений в Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Том 9, № 3. – С. 108–109.*
13. *Стрекалов А.В., Сафаров Р.И. Сухое внутрипластовое горение, как эффективный метод повышения нефтеотдачи пласта. //Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 3 (52). С. 147–148.*
14. *Мехманов Р.К., Богопольский В.О. Об эффективности применения пенной системы при внутрипластовом горении в слоисто-неоднородных пластах //Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. 2016. № 10-1. С. 80–86.*
15. *Мамалов Е.Н., Стреков А.С., Манафов Г.Р. Определение концентрации сгорающего топлива при влажном внутрипластовом горении и комбинированном процессе в слоисто-неоднородных пластах // Нефтепромысловое дело. 2017. № 2. С. 47–50.*
16. *Петров С.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В. и др. Превращения высоковязкой нефти под действием катализаторов в пористой карбонатной // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. – с. 209–212.*
17. *Боксерман А.А., Савельев В.А., Джафаров И.С., Соломатин А.Г., Миронов Д.Т. Термогазовое воздействие – инновационная технология разработки месторождений Сибири. [Электронный ресурс]. // Режим доступа: http://www.enercon-ng.ru/ru/history/2010/doc*
18. *Вольпин С.Г., Саитгареев А.Р., Смирнов Н.Н., Кравченко М.Н., Корнаева Д.А., Диева Н.Н. Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. // Нефтяное хозяйство. – 2014 – 1 – С. 62–66.*
19. *Александров Е.Н. и др. Способ термохимтической обработки нефтяного пласта. Патент РФ № РФ №2401941 С1: 2009.*
20. *Заволжский В.Б., Бурко В.А., Идиятуллин А.Р. и др. Способ обработки призабойной зоны пласта. Патент РФ №2440490 М: 2009.*
21. *Dieva N.N., Dmitriev N.M., Kravchenko M.N., Muradov A.V. Possibility Of Kerogen Decomposition Using Termo-Gas Wave Stimulation In Bazhenov Formation // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (6-28 октября 2015). – М.: ИнфоПространство. – SPE-176705-MS. – 9 с.*
22. *Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Перехожев Ф.А., Муратов А.В. Методы внутрипластового горения на керогеносодержащих пластах// Neftegaz.ru. (Деловой журнал). 2017, №10. с. 46–49.*
23. *Aleksandrov E.N., Aleksandrov P.E., Kuznetsov N.M. et. The HighTemperature Reaction Regime of Binary Mixtures and Enhancement of Oil Recovery from WaterFlooded Fields // Petroleum Chemistry, 2013, Vol. 53, No. 4, pp. 276–284. ISSN 09655441.*
24. *Оборудование по проекту ТюмГУ – ГМС прошло опытно-промысловые испытания/ Электронный ресурс: https://www.utmn.ru/presse/novosti/novosti-partnerov/470820/*

KEYWORDS: *Bazhenov formation, trogerstrasse layers, thermogaschemical of vozdeistvie, stranded, methods of increasing Nefteotdacha.*

# МИНИШАХТЫ

УДК 622.276

АВТОР ПРИВОДИТ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МИНИШАХТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, КОТОРЫМИ ДОЛЖНА ОБЛАДАТЬ КОНСТРУКЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАПЛАНИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, А ТАКЖЕ ПРЕИМУЩЕСТВА, КОТОРЫЕ ДАЕТ ПОДЗЕМНАЯ ШАХТНАЯ РАЗРАБОТКА НА НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

*THE AUTHOR SUBSTANTIATES APPLICATION OF MINI MINES FOR RECOVERY OF NOT DEEP-SEATED DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OIL. IN THE ARTICLE THE TECHNICAL REQUIREMENTS, WHICH THE CONSTRUCTION OF SUBTERRANEAN WELLS SHOULD POSSESS IN ORDER TO PROVIDE THE PLANNED TECHNOLOGICAL PARAMETERS, AND ALSO THE ADVANTAGES, WHICH SUBTERRANEAN MINE DEVELOPMENT ON NOT DEEP-SEATED DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OIL PROVIDES ARE DESCRIBED*

Ключевые слова: *минищахты, высоковязкая нефть, буровые установки, конструкция нагнетательной скважины, дебит скважины.*

**Дуркин Сергей Михайлович,**
**доцент кафедры РЭНГМ, Ухтинский государственный технический университет**
**к.т.н.**

Применение термошахтной разработки актуально по нескольким причинам:

- возможность применения плотной сетки скважин;
- высокий коэффициент извлечения нефти;
- возможность разработки месторождений, находящихся под заповедными зонами, городами и т.д.

По мнению авторов, основными критериями для выбора объекта являются [1]:

- месторождение с начальными или остаточными запасами не менее 20 млн т;
- желательно «подсаженное давление»;
- нефтенасыщенная толщина пласта не менее 5 м;
- отсутствие растворенного газа (дегазированное состояние);
- вязкость углеводородов от нескольких сотен до миллионов сантипуаз.

За последнее время существенно продвинулись технологии подземного бурения при дегазации угольных шахт. Наиболее применяемым оборудованием при шахтном бурении являются станки австралийских, китайских и белорусских производителей (рис. 1–4).

Одно из преимуществ подземного бурения – более точная проводка скважины (эллипс неопределенности не превышает 2 м).

Для достижения запланированных технологических показателей конструкция подземных скважин должна соответствовать следующим техническим требованиям:

- обеспечивать равномерный прогрев и хорошую выработку пласта вдоль всего ствола скважин;
- исключать прорывы пара в галерею через трещины и затрубное пространство скважин;



РИС. 1. Буровой станок ПРС-1

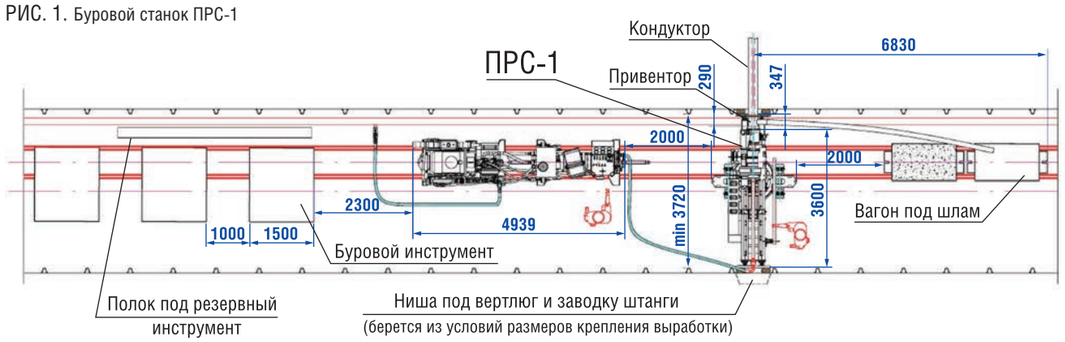
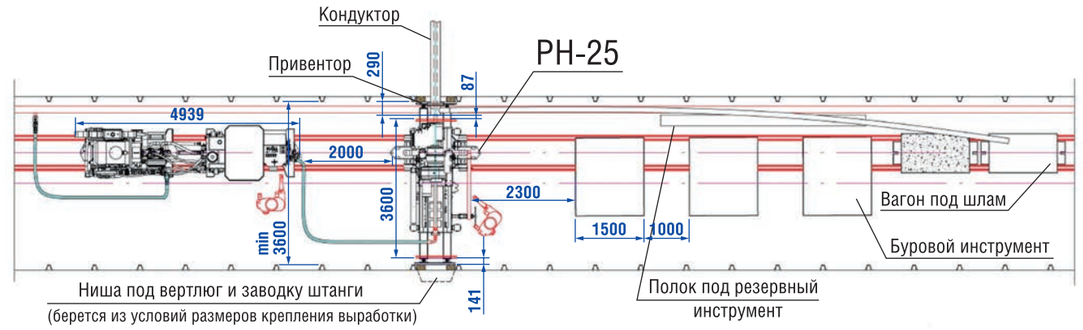



РИС. 2. Буровой станок РН-25




- обеспечивать надёжную теплоизоляцию приустьевых зон скважин, чтобы предотвратить значительное повышение температуры стенок буровой галереи в течение всего срока разработки.
- конструкция скважин должна обеспечивать возможность, при необходимости, переоборудовать скважины колонной НКТ с другой схемой перфорации. Такая необходимость может появиться на основании анализа температурных исследований контрольных скважин.

Разработка и освоение оптимальной конструкции скважин, соответствующей перечисленным техническим требованиям, является одной из основных технических задач (рис. 4).

В настоящее время при разработке месторождений высоковязкой нефти и битумов применятся различные модификации технологии SAGD (термогравитационного дренирования пласта). Для ее реализации используются

РИС. 3. Буровой станок VLD-1000

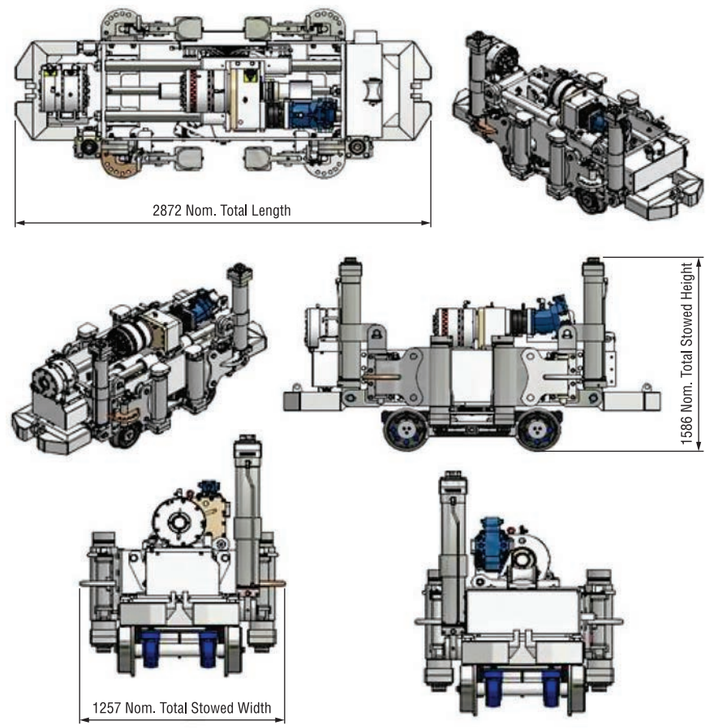
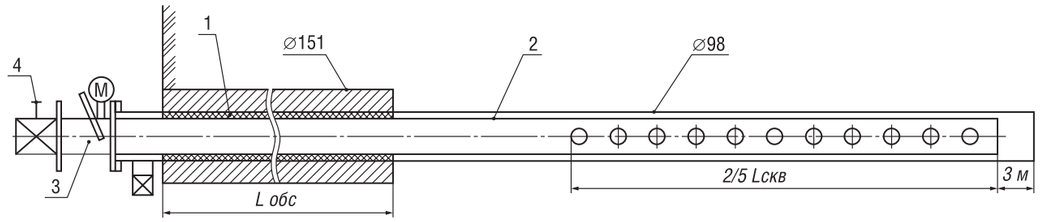


РИС. 4. Конструкция нагнетательной скважины




| Позиция | Наименование |
|---|---|
| 1 | ТТ Ø114×73 |
| 2 | НКТ Ø73 |
| 3 | Замерной узел |
| 4 | Клапан регулирующий |

РИС. 5. Расположение скважин относительно шахтного ствола (шахтный ствол находится посередине)

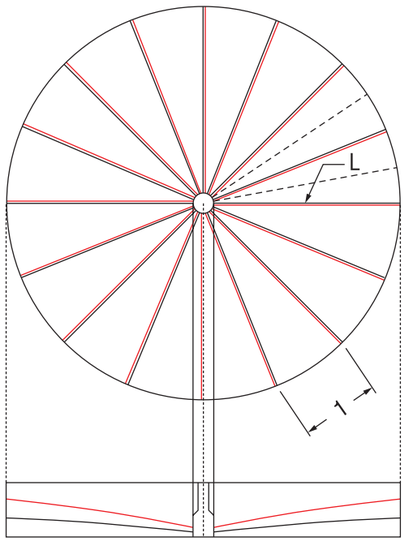
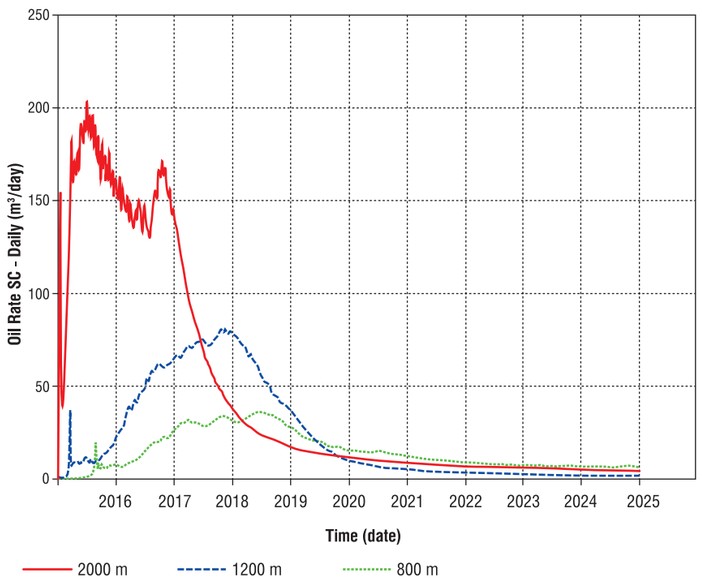



ТАБЛИЦА 1. Фильтрационно-емкостные свойства модели

| Параметры | Значение |
|---|---|
| Коэффициент проницаемости, Д | 2,5 |
| Коэффициент пористости, д. е. | 0,23 |
| Начальная пластовая температура, °С | 10 |
| Начальное пластовое давление, кПа | 200 |
| Начальная нефтенасыщенность пласта, д.е. | 0,86 |

РИС. 6. Динамика суточных дебитов по нефти в зависимости от длины скважин




технологии поверхностного бурения. Стоимость таких скважин может существенно превышать стоимость подземного бурения.

Принципиальная схема разбуривания при шахтной разработке может выглядеть следующим образом (рис. 5).

Для проведения численного моделирования был выбран сектор, который на рисунке 1 выделен пунктирными линиями. В данный элемент входят одна подземная нагнетательная (красная линия) и подземная добывающая (черная линия) скважины.

Было смоделировано 3 варианта модернизированной одногоризонтной термошахтной системы [1] разработки с применением длинных скважин: 800 м, 1200 м, 2000 м. Фильтрационно-емкостные свойства модели представлены в таблице 1.





Размер ячеек в модели во всех вариантах был принят одинаковым: 5×5×0,5 м. Размер ячейки обоснован в работе

Давление закачки пара при этом составляет 6 атм, 9 атм и 13 атм в зависимости от длины скважины. Давление подобрано таким образом, чтобы обеспечивалась доставка теплоносителя до забоя скважин с необходимыми теплофизическими характеристиками.

Параметры на добывающих скважинах: давление $P = 101{,}3$ кПа; *steamrate* = 3 м³/сут.

На рисунках 2–5 представлена суточная динамика дебитов по нефти и закачки пара для данных вариантов.

Опираясь на полученные результаты стоит отметить, что основными преимуществами подземной шахтной разработки является:

- возможность создания высокой плотности сетки скважин снижает необходимость в проведении гидравлического разрыва пласта;
- высокая дренируемость пласта за счет подземных скважин благоприятно сказывается на отсутствии необходимости использования химических реагентов при разработке;
- низкие тепловые потери, ввиду того, что пара закачивается в пласт по термоизолированному паропроводу с горной выработки через систему подземных скважин, что в конечном счете увеличивает коэффициент теплоиспользования;
- высокий коэффициент извлечения нефти ввиду высокого коэффициента охвата. ●

РИС. 7. Среднесуточные значения по дебиту нефти в зависимости от длины скважин

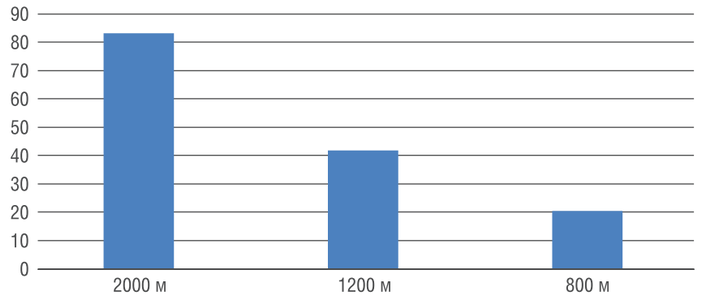



РИС. 8. Динамика суточной закачки пара в зависимости от длины скважин

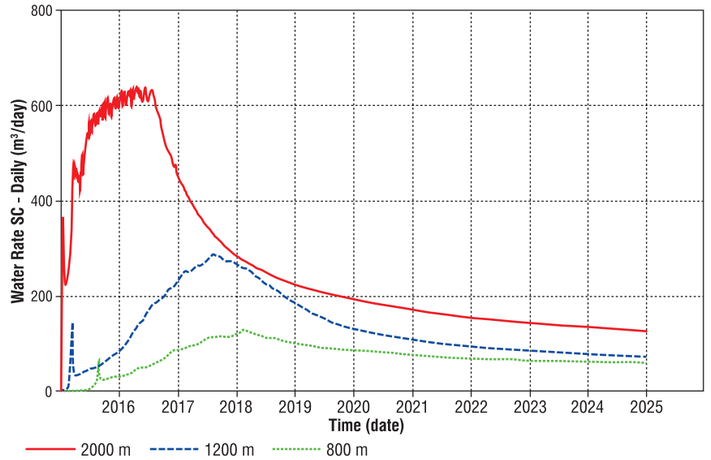



РИС. 9. Среднесуточные значения по закачке пара в зависимости от длины скважин

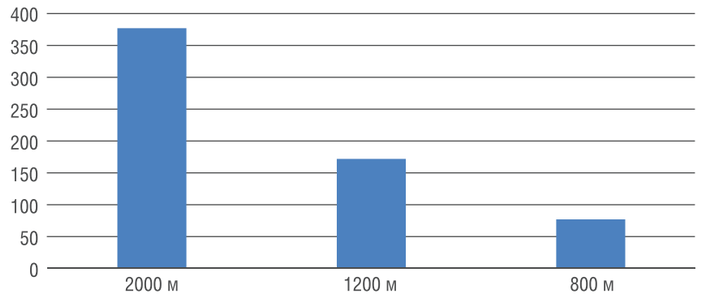
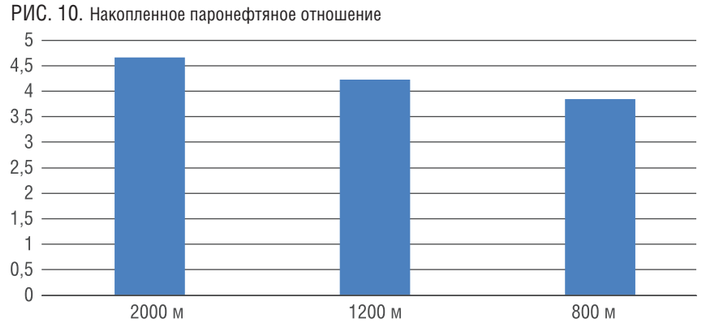



РИС. 10. Накопленное паронефтяное отношение




***Литература***

*1. Рузин, Л. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, О. А. Морозюк, С. М. Дуркин. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 476 с.*

*2.Дуркин С. М., Меньшикова И. Н., Терентьев А. А. Моделирование показателей разработки залежей высоковязкой нефти / С. М. Дуркин, И. Н. Меньшикова, А. А. Терентьев // Oil&Gas Journal Russia, № 7 (117), 2017. – С. 42–46.*

KEYWORDS: *minisota, heavy oil, drilling rigs, construction of injection wells, well production.*

# ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ДЛЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

## Оптимизация распределения ресурсов для максимизации эффективности импортозамещающих проектов

**Казаковцев Дмитрий Владимирович,**
**заместитель генерального директора,**
**ООО «КВЭРНЕР»,**
**к.э.н.**

**Пападмитриева Лариса Владимировна,**
**специалист по развитию бизнеса, ООО «КВЭРНЕР»,**
**кафедра экономики нефтяной и газовой промышленности**
**РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина**

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ВНИМАНИЕ СФОКУСИРОВАНО НА ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМАХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПЕРЕД РОССИЙСКИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ, ПРОВОДИТСЯ СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПРАКТИК УПРАВЛЕНИЯ СТРУКТУРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РАЗВИТИЕМ КРУПНЫХ КОМПАНИЙ В ЧАСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРТФЕЛЯ ПРОЕКТОВ И ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ НА ИХ РЕАЛИЗАЦИЮ

*THIS ARTICLE FOCUSES ON THE MAIN PROBLEMS FACED BY RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES IN THE COURSE OF IMPORT SUBSTITUTION PROGRAM IMPLEMENTATION. IT COMPARES RUSSIAN AND FOREIGN PRACTICES OF MANAGING THE STRUCTURAL AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF LARGE COMPANIES IN TERMS OF THE PORTFOLIO OF PROJECTS MANAGEMENT AND THE OPTIMAL ALLOCATION OF RESOURCES FOR THEIR IMPLEMENTATION*

Ключевые слова: *импортозамещение, технология, технологическое развитие, производство, эффективность, локализация технологий, трансфер компетенции, распределение ресурсов.*

УДК 338.246

Введение в 2014 г. Соединенными Штатами Америки и Европейским союзом антироссийских санкций поставило под угрозу выполнение ряда перспективных нефтегазовых проектов и, как следствие, актуализировало исследования и разработку подходов к выполнению задачи импортозамещения.

Ряд экспертов видит в санкционных ограничениях мощный стимул для развития отечественного производства и высоко оценивает перспективы импортозамещения. Свою позицию они обосновывают наличием в России богатой природно-сырьевой базы, сравнительно низкими затратами на электроэнергию и рабочую силу, развитой транспортной инфраструктурой, сохранившимся научным потенциалом.

В пользу этой позиции говорят и успехи последних четырех лет. Самые заметные результаты достигнуты в сельском хозяйстве. Наблюдаются положительные сдвиги и в промышленности – станкостроении, фармацевтической, легкой промышленности, оборонно-промышленном комплексе. В нефтегазовом машиностроении и приборостроении можно отметить:

- производство систем телеметрии и оборудования для направленного бурения;
- сокращение использования иностранных катализаторов в нефтепереработке с 62,5 до 37% по итогам 2017 г.;
- выпуск магистральных и подпорных насосов, шиберных задвижек.

С целью придать дополнительный импульс импортозамещению министерства и ведомства совершенствуют дорожные карты и внедряют меры поддержки промышленности. Так, например, Постановление правительства РФ № 925 от 16.09.2016 установило с 01.01.2017 15%-ный приоритет для российских товаров и услуг при закупках госкомпаниями. Особые меры разработаны и в рамках утвержденной 19.06.2015 Министерством промышленности и торговли РФ «Программы импортозамещения продукции промышленного назначения, используемой для нужд ПАО «Газпром», в том числе:

- кредитование ключевых инвестиционных проектов под льготную ставку 5% годовых из Фонда развития промышленности;
- субсидирование уплаты процентов по кредитам в 2014–2016 гг. на реализацию новых комплексных инвестиционных проектов;
- специальный инвестиционный контракт, включающий льготы по налогам, сборам, уплате таможенных платежей, арендной плате за пользование государственным имуществом.

Однако даже при наличии разнообразных программ и инструментов государственной поддержки, санкции всё же создают существенные ограничения. Так, например, российская промышленность пока не может заместить порядка 90% иностранных технологий для добычи углеводородов на шельфе и 80% – для производства сжиженного природного газа (СПГ).

Эти и подобные факторы являются причиной более сдержанного оптимизма в отношении перспектив импортозамещения со стороны другой группы экспертов. Представители этой группы обращают внимание на дефицит высококвалифицированных кадров, недостаточное финансирование НИОКР, условия членства России в ВТО, несовершенство нормативно-правовой базы, создающее дополнительные сложности в реализации программ импортозамещения и способствующее появлению проектов «импортозамещения на бумаге», отсутствие в России крупных инжиниринговых компаний и EPC подрядчиков.

Можно бесконечно долго анализировать факторы, оказывающие влияние на успешность импортозамещения в России, выделять позитивные и негативные, полемизировать, какое значение имеет каждый из них. А можно поступить иначе – выделить главное препятствие для реализации эффективной программы импортозамещения и разработать подходы к нивелированию его негативного влияния. На наш взгляд, основным препятствием является конфликт между количеством и разнообразием проектов импортозамещения, с одной стороны, и ограниченностью всех видов ресурсов для их реализации – с другой. Решение этого противоречия видится на путях разработки и внедрения методов, которые бы, во-первых, обеспечили выбор самых актуальных проектов импортозамещения, и, во-вторых, обеспечили наиболее рациональное распределение и использование ресурсов для их реализации.

Мы не первые столкнулись с задачами широкомасштабной модернизации производства в условиях ограниченных ресурсов. В США и затем в других высокоразвитых странах осознание важности и трудности такого рода задач относится к концу 1950-х – началу 1960-х гг. Решения были найдены на путях приведения структурного и технологического развития крупных диверсифицированных предприятий и промышленных корпораций в соответствие с факторами современного НТП. Эти факторы, в первую очередь, проявляются в больших масштабах, высокой сложности и, что очень важно, динамичности структуры хозяйственных единиц.

В связи с санкционной политикой США и ЕС, применение зарубежного опыта трансформации хозяйственных структур и обновления технологии становится актуальным для выполнения задач повышения конкурентоспособности российской экономики через импортозамещение. Наиболее существенной особенностью этого опыта является качественное совершенствование подходов к структурно-технологическому развитию.

Методологической основой традиционного подхода является иерархическое подразделение сложного целого на элементы, взаимосвязанные отношениями субординации по вертикали и координации по горизонтали.

При реализации иерархического подхода для анализа структуры хозяйственной единицы вначале определяется и описывается ее функция. Далее в общей функции выделяется первый уровень подфункций. Затем в подфункциях первого уровня выделяются подфункции второго уровня, и так до уровня неделимых элементарных функций (операций). В результате получается древовидная иерархическая схема функции хозяйственной единицы. На этапе синтеза подфункциям ставятся в соответствие необходимые для их выполнения силы и средства в форме элементов технологического обеспечения (оборудование, персонал, и т.д.). Хозяйственная структура формируется путем объединения сил и средств в связанные отношениями субординации и координации подразделения в составе хозяйственной единицы.

Основными достоинствами иерархического подхода являются его простота и универсальность. Он может быть применен как к маленькой компании, так и к экономике целой страны. Именно это и было сделано в СССР, хозяйство которого представляло собой единую иерархическую структуру.

Одной из трудностей, возникающих в связи с применением иерархического подхода, является выбор основания для подразделения сложного объекта на составные части. В соответствии с правилами логики, в иерархической схеме должно выполняться условие единства основания деления, по крайней мере, в пределах каждого уровня. На практике это условие выполнить совсем не просто. Поэтому предпринимаются попытки применить в иерархическом подразделении сложных объектов сразу несколько различных оснований (функциональное, структурное, целевое). Это приводит к усложнению задач формального анализа сложных структур и дезорганизации информационных процессов.

В результате иерархический подход имеет два существенных недостатка. Во-первых, он позволяет учесть только ограниченное количество характеристик элементов в

сложной структуре хозяйственной единицы, что затрудняет анализ тенденций и направлений ее развития. Во-вторых, при больших масштабах и высоком уровне сложности структуры сильно затрудняется реализация горизонтальных координационных связей (распределение работ, производственная кооперация, управление финансами, качеством и т.д.).

Следствием этого являются объективные ограничения на сложность структуры, к которой может применяться иерархический подход. Это подтверждается практикой высокоразвитых стран, где иерархические структуры сохранились только в слабо диверсифицированных малых и средних фирмах.

Применение иерархического подхода неизбежно ведет к снижению эффективности крупной хозяйственной единицы. Показать это можно на следующем простом примере. Предположим, что производственное объединение имеет в своем составе два предприятия, занятые совместным выпуском какого-либо сложного изделия. Для каждого из предприятий можно предложить комплекс критериев, характеризующих его индивидуальную эффективность в сравнении с другими предприятиями, выпускающими однородную продукцию. В частности, одним из важнейших критериев являются затраты всех видов ресурсов на выпуск единицы продукции.

Показатели эффективности не являются незыблемым свойством предприятия, а зависят от множества событий, наступающих с той или иной вероятностью. Для наглядности предположим, что вероятность эффективного функционирования каждого из предприятий в составе объединения p=0,90. В простейшей интерпретации это значит, что в среднем 90% времени соответствующие показатели каждого предприятия не хуже, чем у конкурентов. В условиях примера вероятность того, что все объединение в данный момент времени является эффективным, будет равна вероятности одновременной эффективности обоих предприятия в его составе, т.е. $P = p \cdot p = 0{,}81$.

ТАБЛИЦА 1. Иллюстративная схема подразделения сложной структуры производственного объединения

| Уровень | Функция | Технологические комплексы | |
|---|---|---|---|
| | | Система | Подсистема |
| 5 | Разработка, производство, коммерческая реализация модульных газотурбинных электростанций | Крупное научно-производственное объединение | Предприятие в составе объединения |
| 4 | Производство компонентов газовых турбин | Предприятие в составе объединения | Цех механообработки |
| 3 | Механическая обработка деталей | Цех механообработки | Комплекс токарной обработки, в т.ч. станок, устройство ЧПУ, оператор, другие элементы средств и способов |
| 2 | Токарная обработка валов | Комплекс токарной обработки, в т.ч. станок, устройство ЧПУ, оператор, другие элементы средств и способов | Суппорт станка с инструментальной головкой |
| 1 | Перемещение инструментов относительно заготовки | Суппорт станка с инструментальной головкой | Болт с гайкой |
| 0 | Крепление инструментальной головки к суппорту | Болт с гайкой | Нет |

Если в составе объединения три производственных предприятия, то при тех же условиях P будет равна уже 0,73.

Конечно, эта иллюстрация является сильно упрощенной. Однако и в более сложных моделях, и в реальной жизни результат будет тот же. Увеличение глубины и разветвленности иерархической структуры неизбежно ведет к усложнению проблем координации ее элементов, следствием чего является снижение эффективности. В частности, это объясняет, почему при пересчете на мировые цены удельные затраты крупных российских предприятий с иерархической структурой значительно превышают затраты зарубежных фирм, уже давно перешедших на иные принципы организации.

Жесткие условия рыночной конкуренции вынудили западные корпорации сосредоточить усилия на повышении эффективности использования ресурсов. Одной из основ выполнения этой задачи стал функционально-системный подход, существенной особенностью которого является комплексное развитие хозяйственных структур и технологий.

С позиций функционально-системного подхода технология представляет собой комплексную совокупность всех элементов средств и способов, необходимых для выполнения хозяйственной функции в виде производства продукции или предоставления услуг.

При этом к категории средств относятся материальные факторы хозяйственной деятельности, такие как производственные сооружения и площади, оборудование и приспособления, энергия, сырье, полуфабрикаты. К категории способов относятся нематериальные факторы, например, организация и управление, квалификация, профессиональный опыт и мотивы персонала, регламенты, стандарты, содержание различного рода документации и т.д. Все элементы средств и способов должны быть выверены количественно и качественно по их необходимости и достаточности для выполнения определенной хозяйственной функции и органически увязаны в единый технологический комплекс. В форме технологических комплексов может определяться хозяйственная структура крупного предприятия, производственного объединения, отрасли и даже всей экономики страны.

Важная особенность подхода заключается в том, что сложные функционально-ориентированные системы в форме технологических комплексов могут быть структурированы на подсистемы таким образом, что каждая из них на соответствующих уровнях сложности будет представлять собой технологический комплекс.

Правила, которыми следует руководствоваться при подразделении систем, устанавливаются следующими определениями:

- Функциональная система – на любом уровне сложности представляет собой комплексную совокупность средств и способов, обеспечивающую выполнение целесообразной функции, содержание которой соответствует данному уровню сложности.
- Подсистема – на любом уровне сложности представляет собой составную часть системы, необходимую для выполнения функции всей системы, но не способную выполнить эту функцию самостоятельно.

Иллюстративная схема подразделения сложной структуры производственного объединения на функционально-системной основе в одном из возможных «вертикальных разрезов» приведена в табл. 1. В качестве простейшего технологического комплекса в таблице представлено крепежное устройство в виде болта с гайкой. Он отнесен к низшему (нулевому) уровню сложности, поскольку в его составе невозможно выделить какие-либо более простые подсистемы.

Важнейшим отличием функционально-системного подхода от иерархического является использование понятия функциональной системы в качестве единственного основания подразделения сложной структуры из всех возможных. Это позволяет упорядочить процесс формального анализа объекта в форме иерархической схемы.

Технологические комплексы могут функционировать только при наличии в их составе всех необходимых средств и способов. Характерно, что даже на предельно низком уровне выделения комплексов невозможно отделить средства от способов их применения. Представленный в табл. 1. на нулевом уровне комплекс состоит всего из двух материальных элементов – болта и гайки. Его функция состоит в креплении инструментальной головки к суппорту. Способом выполнения функции является свинчивание болта и гайки. На более высоких уровнях интеграции технологии происходит лавинное нарастание разнообразия и сложности способов по сравнению с относительно медленным ростом разнообразия и сложности материальных средств.

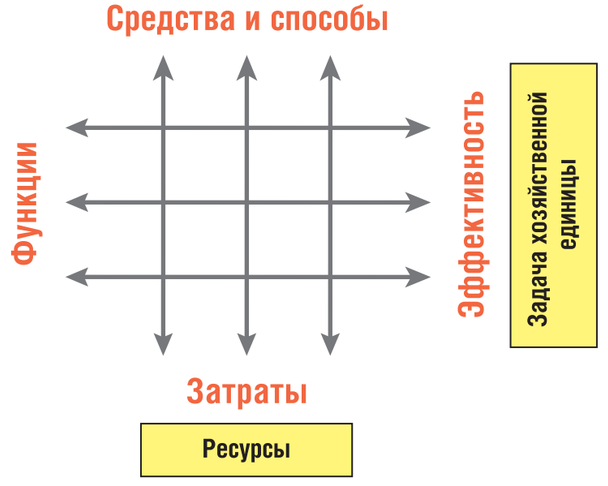
В связи с этим следует обращать особое внимание на развитие нематериальных элементов в составе технологии.

Необходимость в этом обусловливается усложнением средств, главным образом под влиянием НТП. Ранее, при сравнительно простых и медленно изменяющихся средствах выполнения тех или иных функций, развитие способов выражалось и исчерпывалось постепенным накапливанием навыков персонала. Сегодня такой подход больше не работает, и для развития способов необходимы не только особое внимание, но и выполнение дорогостоящих разработок.

Различные средства и способы могут быть отнесены к определенным отраслевым группировкам. Например, в составе крупного машиностроительного объединения можно выделить такие группировки, как «литейное производство», «кузнечно-штамповое производство», «механообработка», «сборочное производства», а также «снабжение», «маркетинг и сбыт» и т.д. В пределах этих группировок можно выделить следующий уровень видового разнообразия средств и способов. Например, в отраслевую группировку «механообработка» входят группировки «токарная обработка», «фрезерование», «шлифование».

Менеджмент при реализации функционально-системного подхода перестает быть некой управляющей надстройкой над хозяйственной структурой и технологией. Его элементы относятся к категории способов

РИС. 1. Схема соотношения задача ↔ средства и способы



и становятся неотъемлемой частью технологических комплексов, приобретая при этом соответствующую отраслевую специфику.

Функционально-системный подход является основой для формирования матричной хозяйственной структуры предприятия в форме отношений между его задачей, с одной стороны, и средствами и способами – с другой (не следует смешивать с матричной организационной структурой).

Общий принцип формирования такой хозяйственной структуры проиллюстрирован на рис. 1. Вертикальными линиями на схеме показаны различные в отраслевом отношении средства и способы выполнения разнообразных функций. Возможности их развития и использования зависят от наличия ресурсов.

Горизонтальными линиями на схеме показаны функции, обеспечивающие в совокупности выполнение задачи хозяйственной единицы. Технологические комплексы формируются путем установления соответствия между функцией и элементами средств и способов по критерию их необходимости по составу и достаточности по количеству. На схеме комплексы формируются в точках пересечения вертикальных и горизонтальных линий.

Понятно, что одна и та же функция может быть выполнена технологическими комплексами, отличающимися по составу и количеству элементов. Пусть, например, задача состоит в производстве валов. Один и тот же вал можно изготовить на сложном и дорогом обрабатывающем центре с программным управлением, или на нескольких дешевых токарных станках-автоматах, рассчитанных на выполнение одной-двух операций. Этот же вал может выточить рабочий-станочник на универсальном токарном станке с ручным управлением. Все возможные технологические комплексы, обеспечивающие выполнение одной и той же функции, образуют целевую группировку. Комплексы в группировке будут различаться по эффективности (например, точность и постоянство размеров валов) и затратам.

Постановка задачи развития сложной хозяйственной структуры в форме матричной схемы основывается на том, что она отражает не только фактическую, но и потенциально возможную структуру объекта на каждом уровне сложности. В этом состоит второе существенное отличие функционально-системного подхода от иерархического.

Третье отличие заключается в том, что в матричной хозяйственной структуре основной формой отношений является координация, а не субординация, доминирующая в иерархической структуре. Это, в частности, позволяет избежать хорошо знакомой любому российскому производственнику ситуации, когда для обработки двух близких по конструкции деталей в соседних цехах устанавливаются два разных станка.

Развитие хозяйственной единицы зависит от возможностей создания новых средств и способов и ограничивается имеющимися ресурсами. Из этого следует необходимость основываться в синтезе развивающейся сложной структуры на принципе выбора наилучшего из реально возможного. Матричная схема обеспечивает возможность реализации этого принципа в результате сравнительной оценки и выбора альтернативных комплексов в составе целевых группировок путем соотнесения показателей «эффективность-затраты» на всех уровнях сложности.

В данном случае эффективность технологического комплекса оценивается по соответствию его функциональной характеристики задаче и степени достижения определенного задачей результата при выполнении функции. Основой для определения затрат являются оценки потребностей в конкретных видах ресурсов для создания и использования средств и способов в комплексе, обеспечивающем выполнение функции.

Таким образом, матричная схема сложного производственного объекта позволяет сформулировать задачу сравнительной оценки и выбора альтернативных хозяйственно-технологических структур в двух возможных формулировках. Во-первых, максимизация эффективности при фиксированных затратах и, во-вторых, минимизация затрат для заданной эффективности.

Создание и интеграция технологических комплексов связаны с выполнением трудных задач. Жесткие законы рыночных отношений способствуют ориентации на использование совершенных комплексов, поскольку без этого невозможно рассчитывать на успех в конкуренции. Но само по себе развитие технологии и хозяйственных структур возможно только в результате специально организованных усилий. Соответствующие принципы и методы составляют содержание сформировавшейся в 1950–1960 гг. в США прикладной научной дисциплины, получившей название системного проектирования (Systems Engineering). Методология системного проектирования (не следует смешивать с «системотехникой») широко представлена сегодня за рубежом в литературе, а также в квалификации новой категории специалистов – системных инженеров.

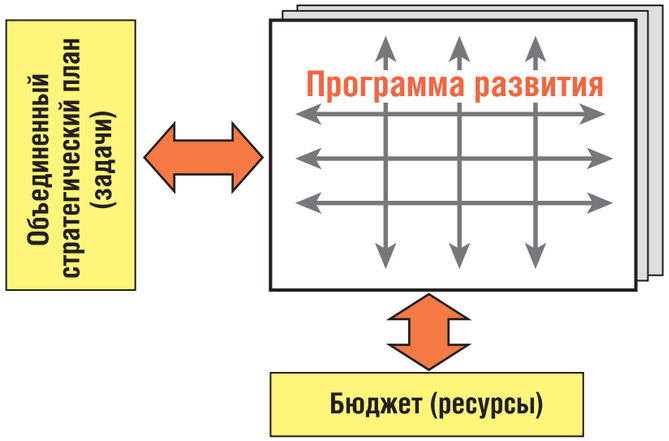
Функционально-системный подход исключает, например, хорошо знакомую нам болезненную проблему освоения новых образцов техники. В отечественной промышленности изделие традиционно создается в форме конструкторской документации, которая является результатом опытно-конструкторских работ. Новое изделие осваивается в производстве на имеющемся, часто не приспособленном для этого производственном оборудовании, что оказывается трудно преодолимым препятствием для производства изделия или же оно приспосабливается к оборудованию с утратой при этом нового качества.

В технологическом комплексе конструкторская документация является только одним из элементов, с которым должны быть согласованы все другие элементы комплекса (производственное оборудование, квалификация персонала, сырье, менеджмент и т.д.). В результате не возникает проблемы внедрения нового изделия в производство, но появляются проблемы иного рода. Дело в том, что создание





РИС. 2. Принципиальная схема взаимосвязи плановых форм




технологического комплекса обычно связано со значительными затратами. Окупаемость затрат и прибыльность производства зависят от рыночной реализации продукции. Этим объясняется значительное внимание, уделяемое в развитых странах деятельности и специальным методам изучения рынка – маркетингу.

Важным условием рыночной реализуемости продукции являются ее себестоимость и цена. В создании нового технологического комплекса себестоимость и цена его продукции являются предметом особого внимания. Применяемые для этого методы систематизируются в содержании специальной научной дисциплины, которая в буквальном переводе на русский язык может быть названа стоимостным проектированием (Value Engineering).

Качественное развитие отдельных элементов технологических средств и способов осуществляется в формах НИОКР – проблемно ориентированных научных исследований и опытно-конструкторских работ (Research and Development). Научные и технические достижения в результате этой деятельности представляют собой основу создания технологических комплексов с одинаковой функцией, но различающихся по составу средств и способов в их структуре, эффективности и затратам. Для разрешения проблем выбора комплексов по критерию «эффективность-затраты» в США разработаны методы, составившие содержание еще одной специальной научной дисциплины – анализа систем (Systems Analysis). Не следует смешивать эту дисциплину с междисциплинарным методологическим подходом, известным под названием системного анализа – они различны в предметном и содержательном отношениях.

Большое значение имеет промежуток времени, необходимый для создания технологического комплекса. Он определяется продолжительностью жизненного и реализационного циклов.

Продолжительность жизненного цикла равна периоду времени, в течение которого в результате НТП происходит качественное обновление технологических средств и способов определенного вида и, как результат, появляются возможности качественного обновления технологии. Продолжительность жизненного цикла зависит от специфики технологического комплекса. Короткий жизненный цикл характерен, например, для электронного приборостроения. В машиностроении и энергетике его продолжительность обычно составляет 15–20 лет.

Реализационный цикл соответствует периоду времени, необходимому для создания и ввода в действие нового технологического комплекса. Для этого необходимо предварительно определить задачу применения комплекса, состав элементов, а также оценить эффективность и потребности в ресурсах. Длительность реализационного цикла также зависит от сложности и масштабов комплекса. Небольшое производственное предприятие можно построить и запустить в течение нескольких месяцев. Для освоения не самого крупного нефтегазового месторождения может не хватить двадцати лет.

Абстрагируясь от конкретных значений продолжительности циклов, следует отметить, что исследование возможностей качественного обновления технологических комплексов должно осуществляться с упреждением к будущему, равным продолжительности жизненного цикла. Решение о создании и вводе в действие нового технологического комплекса должно приниматься с упреждением, равным продолжительности реализационного цикла.

За рубежом для структурно-технологического развития хозяйственных единиц применяется функционально-системная методология планирования и управления, которые всегда представляют собой принятие решений ответственными и полномочными должностными лицами на основе специально оформленных данных. Методология основывается на подготовке по определенным правилам комплекса из следующих трех основных плановых форм:

- Объединенного стратегического плана;
- Комплексной программы;
- Предметного бюджета.

Взаимосвязь форм показана на рис. 2. Стратегический план разрабатывается на перспективу соответственно продолжительности реализационного цикла технологических комплексов. В нем определяются цели развития, а также требования к составу технологических комплексов в хозяйственной структуре.

В Программе развития на перспективный период (продолжительностью 3–5 лет в зависимости от масштабов структуры) определяются условия и порядок выполнения требований

стратегического плана, в том числе размеры затрат и потребности в ресурсах для создания и использования технологических комплексов. На уровне программы осуществляется формирование и выбор предпочтительных целевых группировок.

Формой реализации программы являются разработка и исполнение Предметного бюджета. В бюджете ассигнования выделяются для выполнения конкретных задач с распределением по организационным компонентам, участвующим в их выполнении сообразно предметной специализации.

Нетрудно заметить, что комплекс плановых форм является отражением матричной схемы структуры хозяйственной единицы на функционально-системной основе.

Структурно-технологическое планирование предполагает необходимость развитого прогнозно-аналитического обеспечения. К его основным задачам относится, во-первых, прогнозное изучение в пределах продолжительности жизненного цикла возможностей создания качественно новых технологических комплексов. Во-вторых, – сравнительная оценка альтернативных технологических комплексов по эффективности и затратам, связанным с их созданием и использованием. Эти оценки являются исходными данными для принятия решений по оптимизации хозяйственных структур и технологий в смысле выбора наилучшего из реально возможного.

В составе основных форм структурно-технологического планирования Предметный бюджет разрабатывается на один год соответственно естественному циклу хозяйственных процессов. В связи с разработкой бюджета на очередной год уточняется, корректируется и продолжается на один год в будущее содержание всех других прогнозно-аналитических и плановых форм. В этом заключается принцип непрерывности планирования, позволяющий оперативно реагировать на любые изменения в условиях развития.

Структурно-технологическое планирование обеспечивает выполнение ряда задач. Важное значение имеет задача приведения целей развития в соответствие с существующей структурой хозяйственной единицы. Для этого выполняются итерации, в результате которых состав и содержание целей и задач приводится в соответствие с фактической структурой объекта. Эта структура, в свою очередь, последовательно перестраивается соответственно актуальным целям и задачам, а также экономическим, научным и техническим возможностям.

Другой важной задачей является стимулирование НТП в качестве главного современного фактора развития технологии. Это осуществляется путем целенаправленного определения и всестороннего обеспечения тематики НИОКР, ориентированных на качественное развитие элементов средств и способов в технологических комплексах и комплексов в целом.

Задачи структурно-технологического планирования ограничиваются только целенаправленным, пропорциональным и сбалансированным развитием хозяйственных единиц на перспективной научной и технической основе. Следует особо подчеркнуть, что задачи не распространяются на процесс производства, который организуется и регулируется на основе рыночных отношений.

Показательной иллюстрацией особенностей и возможностей подхода является система ППБ – «планирование, программирование, разработка и исполнение бюджета» (Planning, Programming, Budgeting, and Execution System). Она была разработана на рубеже 1960-х гг. в министерстве обороны (МО) США, где и используется поныне. Система ППБ является прототипом всех современных систем структурно-технологического планирования, применяемых в промышленных корпорациях, государственных ведомствах, медицинских учреждениях, исследовательских центрах, университетах и других крупных хозяйственных единицах высокоразвитых стран.

Не нужно настораживаться в связи с примером, относящимся к военным ведомствам. Эти ведомства в США не похожи на наши. В США министерство обороны – это государственная хозяйственная единица, крупнейшая по доле в валовом национальном продукте (ВНП) страны. В смысле организации управления она могла бы стать прототипом крупнейших российских компаний, как государственных, так и частных.

В 1960-е гг. система ППБ была внедрена в практику МО США, а затем и корпораций, являющихся подрядчиками при выполнении проектов МО США. По американской экономике прокатилась цепная реакция перехода на новые методы формирования хозяйственных структур и развития технологий.

Обеспечение целесообразного распределения и эффективного использования ресурсов рассматривалось в качестве важнейшей стороны деятельности руководства МО США с его образования в 1947 г. Объясняется это огромными затратами на обеспечение эффективности вооруженных сил, а также необходимостью разрешения сложных проблем использования достижений НТП для развития вооружений.

В итоге пятилетнего использования системы ППБ в министерстве обороны США была радикально перестроена структура вооруженных сил с повышением их боеспособности и последующим снижением основных затрат на военные цели почти вдвое по их доле в ВНП (примерно с 10 до 5%).

Система ППБ осваивалась в министерстве обороны США при непосредственной поддержке президента Д. Кеннеди. Непосредственное руководство разработкой и внедрением системы осуществлял министр обороны Р. Макнамара, занимавший перед этим пост генерального управляющего корпорации «Ford», где были отработаны методы, ставшие основой ППБ. Они позволили значительно улучшить показатели производственной и экономической эффективности корпорации.

Освоение методологии планового управления структурно-технологическим развитием достаточно сложно и требует создания коллективов, укомплектованных высококлассными профессионалами в разных сферах деятельности – инженерами, специалистами по планированию и управлению, маркетингу, логистике, финансовыми аналитиками и т.д. Создание таких коллективов в границах одной хозяйственной единицы трудно в организационном плане и неоправданно по затратам. Для выполнения такого рода задач мировой опыт подтверждает целесообразность привлечения специализированных фирм.

В МО США связанные с внедрением ППБ разработки выполнялись специально созданной RAND Corp. Аналогичную роль в обеспечении развития российских хозяйственных единиц могут выполнить отечественные консультационные компании, имеющие соответствующие знания и опыт.

Методология планового управления структурно-технологическим развитием является одним из конкретных и действенных инструментов для глубокой реконструкции отечественного производства и достижения целей импортозамещения. Выполнение задачи обеспечивается, во-первых, постановкой точных и обоснованных целей и задач структурно-технологического развития в категориях разработки и производства конкретной продукции, а также оптимизацией распределения и максимизацией эффективности использования ресурсов на их достижение. Во-вторых, – трансформацией хозяйственной структуры российских предприятий в форму, уже много лет существующую в зарубежных корпорациях. Это повысит совместимость хозяйственных структур отечественных предприятий и расширит возможности кооперации при создании и коммерческой реализации сложных, многокомпонентных изделий.

***Литература***


1. *Рязанов В.Т. Импортозамещение и новая индустриализация России, или Как преодолеть стагнацию.*
2. *Одесс В.И. Импорт и его замещение отечественной продукцией – задача российской экономики и реальность её быстрого решения // Бизнес в законе. 2014. – № 4. – С.152–154.*
3. *Долгих А. В., Федотова К. А. Импортозамещение как ответный шаг на санкции в нефтегазовом комплексе России.*
4. *Пельменёва А.А. Глобальные вызовы и развитие экономики нефтяной и газовой промышленности (раздел 2 в коллективной монографии). Коллективная монография «Теория устойчивого развития экономики и промышленности». – СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. – 2016. – С. 117–144.*
5. *Половинкин В. Н., Фомичев А.Б. Основы и перспективы политики импортозамещения в отечественной экономике. ПроАтом.ru.*
6. *К. Молодцов: Россия успешно реализует программу импортозамещения в нефтегазовой отрасли.*
7. *Постановление правительства Российской Федерации от 16 сентября 2016 г. № 925 г. Москва «О приоритете товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами».*
8. *Сайт Министерства промышленности и торговли Российской Федерации.*
9. *Крылов П.В. Основные этапы процесса импортозамещения продукции, используемой на объектах ПАО «Газпром» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 12–18.*
10. *Выступление министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака на Форуме «Нефть и газ-2015»: «Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России».*
11. *Кершенбаум В. Как не болеть от западных «чихов» // Нефть России. 2016. – № 1–2. – С. 23.*
12. *Кершенбаум, В.Я. Импортозамещению в НГК необходим системный подход / В.Я. Кершенбаум // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 4. – С. 13–16.*
13. *Шмаль, Г.И., Кершенбаум, В.Я. Траектория НГК: импортозамещение – импортонезависимость – конкурентоспособность / Г.И. Шмаль, В.Я. Кершенбаум // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 4. – С. 3–4.*
14. *Шмаль, Г.И. Импортонезависимость НГК. Возможна ли? / Г.И. Шмаль // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 4. – С. 9–12. 2*
15. *Жакевич Александр Георгиевич Импортозамещение: проблемы и перспективы // Вестник МИЭП. 2015. № 1 (18).*
16. *Blanchard B., Fabricky W. Systems Engineering and Analysis, 3rd Edition. – Prentice-Hall, Inc. – 1998. – 738 p.*
17. *Хитч Ч. Руководство обороной. Основы принятия решений. Пер. с англ. М., «Советское радио», 1968,107 с.*
18. *Р. Джонсон, Ф. Каст, Д. Розенцвейг. Системы и руководство. Изд. 2-е, дополненное. Нью-Йорк, 1967 г. Пер. с англ. под ред. Ю.В. Гаврилова и Ю.Т. Печатникова. М: «Советское радио», 1971, 648 с.*


KEYWORDS: *import substitution, technology, technological development, production, efficiency, technology localization, transfer of competences, resource allocation.*

НЭЛИТ

ОЖИВЛЯЕМ БЕТОННЫЕ КОРОБКИ

ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ С НУЛЯ ПОД КЛЮЧ
проектирование, монтаж, поставка оборудования
WWW.NEL-IT.RU

# ВЛИЯНИЕ НАСТРОЙКИ PVT-МОДЕЛЕЙ НЕФТИ НА РАСЧЕТНОЕ ЗНАЧЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ СМЕШИВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГАЗОВЫХ МУН

УДК 622.279

НА ТЕКУЩЕМ ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА СУЩЕСТВУЕТ МНОЖЕСТВО МЕТОДИК СОЗДАНИЯ МОДЕЛЕЙ ФЛЮИДОВ И НАСТРОЙКИ УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ. НАЛИЧИЕ МНОЖЕСТВА СПОСОБОВ СОЗДАНИЯ АДЕКВАТНЫХ PVT-МОДЕЛЕЙ ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ, ВАРЬИРУЯ РАЗЛИЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ПОЛУЧИТЬ РАВНОЗНАЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ С ОПРЕДЕЛЕННОЙ ДОПУСТИМОЙ ПОГРЕШНОСТЬЮ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ. МОДЕЛИ ФЛЮИДОВ, НАСТРОЕННЫЕ С ОДИНАКОВОЙ ТОЧНОСТЬЮ НА ДАННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ, ПОКАЗЫВАЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ОТЛИЧИЕ МЕЖДУ РАСЧЕТНЫМ И ЗАМЕРЕННЫМ МИНИМАЛЬНЫМ ДАВЛЕНИЕМ СМЕШИВАНИЯ (MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE-MMP) ГАЗА В НЕФТИ. АВТОРЫ СТАТЬИ, НА ОСНОВЕ МНОГОВАРИАНТНЫХ НАСТРОЕК PVT-МОДЕЛЕЙ, ДЕЛАЮТ ВЫВОД О СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ НА РАСЧЕТНОЕ ЗНАЧЕНИЕ MMP, А ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЮТ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ МОДЕЛЕЙ ФЛЮИДОВ, КОТОРЫЕ БОЛЕЕ КОРРЕКТНО БУДУТ ОПИСЫВАТЬ ПРОЦЕССЫ ТЕРМОДИНАМИКИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ НА КОМПОЗИЦИОННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

*AT THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF OIL ENGINEERING THERE IS A MULTITUDE PROCEDURES OF CREATION OF FLUID'S MODELS AND ADJUSTMENT OF EQUATIONS OF STATE ON EXPERIMENTAL DATA. THE PRESENCE OF MULTITUDE WAYS OF CREATION OF VALID PVT-MODELS PROVIDES POSSIBILITY, BY VARYING OF VARIOUS PARAMETERS, TO ACQUIRE EQUIVALENT MODELLING RESULTS WITH THE DEFINITE ERROR MARGIN FROM THE POINT OF VIEW OF DEVIATIONS FROM EXPERIMENTAL DATA. THE MODELS OF FLUIDS, SET WITH THE SAME EXACTNESS ON EXPERIMENT DATA, SHOW THE CONSIDERABLE DIFFERENCE BETWEEN CALCULABLE AND MEASURED MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE-MMP OF GAS IN OIL. THE AUTHORS OF THE ARTICLE, ON THE BASIS OF MULTIPLE-OPTIONED SETTINGS OF PVT-MODELS, MAKE CONCLUSION ABOUT THE DEGREE OF INFLUENCE OF THE PARAMETERS OF EQUATION OF STATE ON CALCULABLE VALUE MMP, AND ALSO THE RECOMMENDATIONS FOR CREATION OF FLUID'S MODELS ARE PRESENTED, WHICH WILL MORE CORRECTLY DESCRIBE THE PROCESSES OF THERMODYNAMICS DURING THE EXECUTION OF CALCULATIONS ON COMPOSITE HYDRODYNAMIC MODELS ARE PRESENTED*

Ключевые слова: *нефтяной инжиниринг, PVT-модели, методы увеличения нефтеотдачи, месторождения Ближнего Востока, плотность нефти.*

**Главнов Николай Григорьевич,**
**начальник управления,**
**ООО «Газпромнефть-НТЦ»**

**Мухаметзянов Искандер Зинурович,**
**Ведущий специалист,**
**ООО «Газпромнефть-НТЦ»**

Fred I. Stalkup в работе [1] обращает внимание на тот факт, что настроенная на эксперимент PVT-модель не является уникальной. Несколько уравнений состояния с различными параметрами могут показывать равновероятные результаты. Тем не менее они могут давать различные расчетные значения MMP по сравнению с экспериментом и корреляциями [1].

Abbas Firoozabadi и Aziz Khalid в работе [2] пришли к следующим результатам и выводам:

1) Настроенная PVT-модель актуальна лишь в окрестностях значений близким к давлению насыщения;
2) Чем больше разница между значениями рассчитанного минимального давления смешивания и давления насыщения, тем выше переоценка расчетного MMP по сравнению с экспериментальным;
3) Предложенная корректировка:

$$MMP_{эксп} = 0.6909 * MMP_{расч} + 0.3091 * P_{нас}.$$

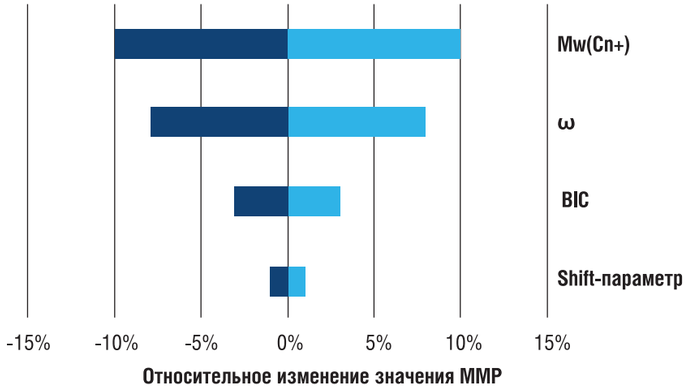
В качестве исходных данных взяты материалы по изучению PVT-свойств нефти месторождений на Ближнем Востоке и в Северном море. Для ближневосточного месторождения характерны следующие свойства нефти: плотность нефти в пластовых условиях – 790 кг/м³, плотность нефти в стандартных условиях – 890 кг/м³ вязкость нефти при давлении насыщения – 2сП, газосодержание – 106 м³/м³.
Для месторождения в Северном море характерны следующие свойства нефти: плотность нефти в пластовых условиях – 618 кг/м³, плотность нефти в стандартных условиях – 840 кг/м³, вязкость нефти при давлении насыщения – 0,28сП, газосодержание – 205 м³/м³.

Исходная разбивка углеводородных компонентов представляла собой пластовую смесь с компонентами от $C_1$ до $C_{11+}$, азот и диоксид углерода. Компоненты нефти при использовании в термодинамическом симуляторе группировались с целью облегчения настройки на эксперимент с контролем по отсутствию отклонений от начальной фазовой диаграммы. Изобутан и н-бутан группировались в компоненту $C_{4+}$, изопентан и н-пентан – в компоненту $C_{5+}$, компоненты $C_7$–$C_{10}$ – как $C_{7+}$.

## Алгоритм определения оптимальных параметров уравнения состояния

Для настройки термодинамической модели использовались данные по дифференциальному разгазированию, исследованию PVT – соотношений и вязкости пластовой нефти, многоступенчатой сепарации нефти. Экспериментальные данные по определению минимального давления смешения получены исходя из результатов slim-tube теста.

РИС. 1. Торнадо-диаграмма (анализ чувствительности на основные параметры уравнения состояния)



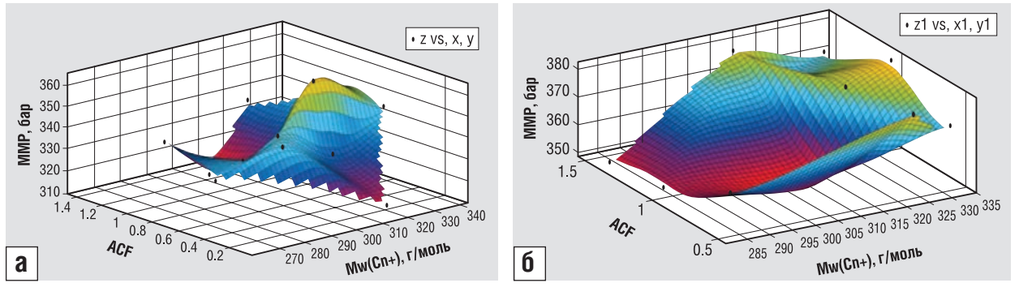

Настройка термодинамической модели производилась в несколько этапов:

1) Модель смеси настраивалась на газосодержание по тесту многоступенчатой сепарации. Настройка производилась путем вариации молекулярной массы тяжелой плюс-фракции.
2) Далее подбирались параметры под результаты дифференциального разгазирования – плотность, объемный коэффициент нефти, газосодержание. Для адаптации модели под эксперимент варьировались такие параметры уравнения состояния, как бинарные коэффициенты взаимодействия, шифт-параметр, ацентрический фактор, коэффициенты $\Omega_a$ и $\Omega_b$.
3) Происходила настройка на эксперимент по определению вязкости пластовой нефти.
4) Определение MMP путем математического моделирования физического эксперимента.

Однако качественно настроенные уравнения состояния на основные исследования не гарантируют удовлетворительную настройку минимального давления смешивания. С целью верификации параметров, наиболее значительно влияющих на расчетное значение минимального давления смешивания, был проведен анализ чувствительности путем многовариантных настроек PVT-модели. По результатам была построена торнадо-диаграмма (рис. 1), из которой видно, что минимальное давление смешивания наиболее чувствительно к значениям молекулярной массы плюс-фракции и ацентрического фактора.

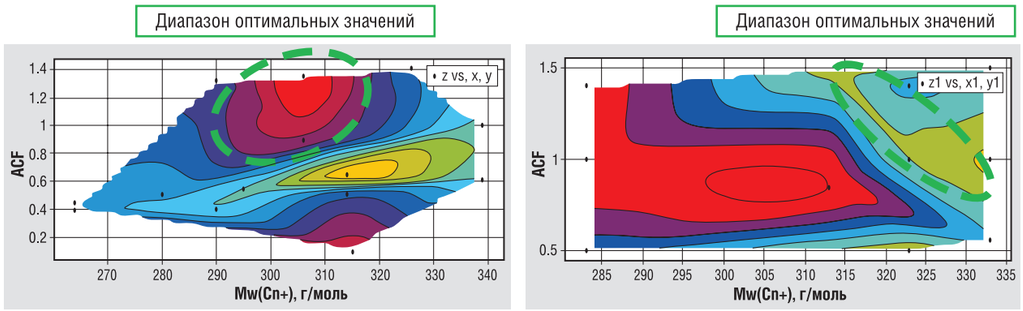
На основе анализа чувствительности производился пересмотр стратегии настройки модели – при условии завышения расчетного значения MMP по сравнению с экспериментальным, производилось уменьшение молекулярной массы тяжелого компонента, а при условии занижения, наоборот, увеличение. Так как значение молекулярной массы влияет на газосодержание нефти, донастройка содержания газа до экспериментальных значений производилась путем вариации шифт-параметра и бинарных коэффициентов взаимодействия. Экспериментальное значение

РИС. 2. 3D-график зависимости ММР от ацентрического фактора и молекулярной массы




а) для ближневосточной нефти, б) для нефти из месторождения в Северном море

РИС. 3. 2D-график зависимости ММР от ацентрического фактора и молекулярной массы




а) для ближневосточной нефти, б) для нефти из месторождения в Северном море

ММР было получено в результате проведения slim-tube теста, при котором в заполненную пластовой нефтью трубку с песком нагнетался в пластовых условиях газ объемом, равным 1, 2 порового объема трубки. При определенном давлении, равном минимальному давлению смешивания (ММР), закачиваемый флюид становится смешиваемым с пластовой нефтью [3].

Суммарно было создано 30 различных PVT-моделей флюида для обоих вариантов проб с различными значениями молекулярной массы и ацентрического фактора для компонента $C_{11+}$. На следующем этапе оценивалось расчетное значение ММР и сравнивалось с экспериментальным. На рис. 2 и 3 представлены графики зависимости ММР от ацентрического фактора и молекулярной массы для ближневосточной и нефти месторождения в Северном море.

Основываясь на результатах анализа определена область наиболее оптимальных значений параметров уравнения состояния с точки зрения корректности и непротиворечивости основным законам термодинамики. Предпочтительное значение ацентрического фактора (1,1–1,4) для нефти месторождения на Ближнем Востоке и (0,8–1,5) для нефти месторождения в Северном море. Не менее важным является контроль значений молекулярной массы компонента $C_{11+}$. Необходим такой подбор молекулярной массы, чтобы добиться соответствия плотности нефти.

## Выводы

1. На основе многовариантных настроек PVT-моделей сделан вывод о степени влияния параметров уравнения состояния на расчетное значение ММР, определяемого из slim-tube теста, выделены наиболее влияющие параметры.
2. Значение молекулярной массы тяжелой плюс-фракции (в текущей постановке задачи компонента $C_{11+}$) существенно влияет не только на газосодержание на стадии настройки, но и на экспериментальное значение ММР.
3. Разработанные рекомендации позволят создавать модели флюидов, которые более корректно будут описывать процессы термодинамики при выполнении расчетов на композиционных гидродинамических моделях. ●

***Литература***

1. *Stalkup, F. I., & Yuan, H. (2005, January 1). Effect of EOS Characterization on Predicted Miscibility Pressure. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/95332-MS.*
2. *Firoozabadi, A., & Khalid, A. (1986, November 1). Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean-Gas Miscibility Pressure(includes associated paper 16463 ). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13669-PA.*
3. *Петраков А.М., Егоров Ю.А., Лебедев И.А., Старковский В.А. Методические особенности проведения экспериментальных исследований по вытеснению нефти газовыми и водогазовым воздействием // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 60–63.*
4. *Whitson C.H. Phase behavior / C.H.Whitson, M.R.Brule. – Monograph volume 20. – 2000. – 235 p.*

KEYWORDS: *oil engineering, PVT-models, methods of increasing oil recovery, deposits of the Middle East, oil density.*





# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

## АПРЕЛЬ

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| П | 2 | 9 | 16 | 23 | 30 |
| В | 3 | 10 | 17 | 24 | |
| С | 4 | 11 | 18 | 25 | |
| Ч | 5 | 12 | 19 | 26 | |
| П | 6 | 13 | 20 | 27 | |
| С | 7 | 14 | 21 | 28 | |
| В | 1 | 8 | 15 | 22 | 29 |

**9–12 апреля**

**8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка**

**«Санкт-Петербург 2018»**

г. Санкт-Петербург

**9–10 апреля**

**Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии**

**Petrochemical and Refining Congress Russia and CIS**

Москва

**10–12 апреля**

**17-я Северо-Каспийская региональная выставка**

**Атырау Нефть и Газ (Global Oil & Gas Atyrau 2018)**

г. Атырау

**12–13 апреля**

**VI международная конференция**

**Нефтехимия России и СНГ**

Москва

**16–19 апреля**

**18-я международная выставка**

**Нефтегаз-2018**

**Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса**

Москва

**19 апреля**

**Международная Конференция**

**«Освоение нефтегазовых месторождений: интегрированный подход - 2018»**

Москва

**25–27 апреля**

**VI Российский международный энергетический форум**

г. Санкт-Петербург

# СРАВНЕНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПАРАФИНОВЫХ И НАФТЕНО-АРОМАТИЧЕСКИХ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

ПРЕДСТАВЛЕНЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИССЛЕДУЕМЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД С ВЫ-СОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНОВ, СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ – НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ НИХ ВЫСОКОКИПЯЩИХ ФРАКЦИЙ. НА ОСНОВАНИИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОПРЕДЕЛЕН ТИП ЖИДКОСТЕЙ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ НЬЮТОНА, А ТАКЖЕ НАЛИЧИЕ АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ ИССЛЕДУЕМЫХ СРЕД ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ. ПОЛУЧЕНЫ ЗАВИСИМОСТИ ПРЕДЕЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА ИССЛЕДУЕМЫХ СИСТЕМ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ. ВЫЯВЛЕНЫ ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ НДС, А ТАКЖЕ ОПРЕДЕЛЕНА ЭНЕРГИЯ АКТИВАЦИИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ

*PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF INVESTIGATED PETROLEUM FLUIDS WITH HIGH CONSISTENCE OF PARAFFINS, RESINS AND ASPHALTENES –OILS OF THE TIMAN-PECHORA BASIN AND DERIVED FROM THEM HIGH-BOILING FRACTIONS ARE PRESENTED. ON THE BASIS OF RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS, THE TYPE OF LIQUIDS IN ACCORDANCE WITH NEWTON LAW IS DETERMINED, AS WELL AS THE PRESENCE OF VISCOSITY ANOMALY OF INVESTIGATED FLUIDS IN VARIOUS TEMPERATURES. THE DEPENDENCIES OF YIELD STRESS OF THE INVESTIGATED SYSTEMS FROM TEMPERATURE ARE RECEIVED. PHASE TRANSITIONS OF RIG SKIDDING DIRECTION ARE EXPOSED, AS WELL AS THE ENERGY OF FRICTIONAL FLOW ACTIVATION IS DETERMINED*

Ключевые слова: *реология, многокомпонентная углеводородная среда, высококипящие фракции, нефть, структурно-механические свойства, фазовый переход, парафины, смолы, асфальтены.*

УДК 665.637.566

**Бойцова Александра Александровна,**
**аспирант**

**Кондрашева Наталья Константиновна,**
**профессор,**
**заведующий кафедрой «Химические технологии и переработка энергоносителей», Санкт-Петербургского горного университета**

**Амро Мохамед,**
**профессор,**
**директор института бурения и разработки месторождений жидких флюидов, Фрайбергская горная академия (Германия)**

Серьезной проблемой современной технологии является снижение запасов традиционных легких нефтей и увеличение доли углеводородных сред с повышенным содержанием парафинов, смол и асфальтенов, характеризуемые высокими показателями плотности, вязкости, температуры застывания и другими параметрами. Динамическая вязкость таких систем, например, тяжелых нефтей может достигать 10 Па·с при температуре 20°С, в то время как в парафиновых нефтях при данной температуре может происходить структурообразование, которое ведет за собой выпадение твердых парафинов из НДС (нефтяная дисперсная система), а также образование так называемых асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). В связи с этим возникает проблема передвижения таких систем по магистральным нефтепроводам и технологическим транспортным системам на всех стадиях добычи, транспортировки и переработки [1, 2].

Для правильного выбора технологических режимов, обеспечивающих использование таких многокомпонентных углеводородных сред, необходимо знание не только физикохимических свойств исследуемой жидкости, но и реологических. В связи с этим необходимым этапом при реализации того или иного технологического процесса является проведение специальных реологических испытаний жидкостей, которые позволят прогнозировать и регулировать их структурно-механические свойства [3]. Но создание эффективных способов регулирования указанных свойств многокомпонентных углеводородных сред невозможно без изучения структурных превращений, происходящих в НДС при различных температурах [4, 5]. Изучение температурной зависимости вязкости НДС имеет важное значение для понимания механизма процесса их течения и выяснения связи между структурой НДС и ее влиянием на деформирование, также она влияет не только на выбор технологического режима их добыче, транспортировки и переработки, но и на качество получаемых нефтепродуктов.

Ньютоновской жидкостью принято считать жидкость, свойства которой





ТАБЛИЦА 1. Физико-химические свойства легкой парафиновой харьягинской нефти, тяжелой нафтено-ароматической ярегской нефти и полученных из них мазутов

| Показатель | Ярегская НДС | | Харьягинская НДС | |
|---|---|---|---|---|
| | Нефть | Мазут | Нефть | Мазут |
| Плотность при 20°С, кг/м³ | 939,8 | 964,1 | 823,8 | 954,2 |
| °API | 19 | 15 | 40 | 17 |
| Кинематическая вязкость при 80°С, мм²/с | 59,62 | 186,53 | 2,36 | 16,62 |
| Молекулярная масса | 433 | 479 | 370 | 402 |
| Температура застывания, °С | -18 | -10 | 18 | 27 |
| Начало кипения, °С | 220 | 330 | 47 | 330 |
| Выход светлых дистиллятов, % масс. | 28 | – | 53 | – |
| Содержание серы, % масс. | 1,232 | 1,324 | 0,261 | 0,572 |
| Содержание насыщенных соединений, % масс. | 16 | 15 | 50 | 47 |
| Содержание твердых парафинов, % масс. | 0,5 | – | 23 | – |
| Содержание ароматических соединений, % масс. | 35 | 34 | 25 | 12 |
| Содержание смол, % масс. | 32 | 27 | 19 | 25 |
| Содержание асфальтенов, % масс. | 17 | 24 | 6 | 16 |

подчиняются закону Ньютона и описываются уравнением (1):

$$\tau = \eta \cdot \gamma \qquad (1),$$

где $\tau$ – сдвиговое напряжение, Па;

$\gamma$ – скорость сдвига, 1/с;

$\eta$ – динамическая вязкость, Па·с.

Динамическая вязкость жидкости связана с энергией активации вязкого течения и достаточно хорошо описывается уравнением Аррениуса [6]

$$\eta = \eta_0 \cdot e^{E_a/RT} \qquad (2)$$

$\eta$ – динамическая вязкость, мПа·с;

$\eta_0$ – предэкспонента динамической вязкости, мПа·с;

$E_a$ – энергия активации вязкого течения, Дж/моль.

$R$ – универсальная газовая постоянная 8,31 Дж/моль·К;

$T$ – температура, К.

Логарифмируя формулу (2), получаем

$$\ln \eta = \ln \eta_0 + \frac{E_a}{R} \cdot \frac{1}{T} \qquad (3)$$

С повышением температуры величина $E_a$ уменьшается, что приводит к постепенному разрушению надмолекулярных структур. Таким образом, определение энергии активации в зависимости от температуры дает представление о происходящих структурных изменениях вещества.

Целью данного исследования является изучение и сравнение структурно-механических свойств многокомпонентных углеводородных сред с высоким содержанием парафинов, смол и асфальтенов на примере нефтей Тимано-Печорской провинции и выделенных из них мазутов.

Следует отметить, что при атмосферной дистилляции нефти высокомолекулярные компоненты преимущественно концентрируются в остаточной фракции – мазуте, что таким образом делает этот дистиллят ценным образцом для исследования структурно-механических свойств. Объектами исследования являются тяжелая нафтено-ароматическая нефть Ярегского месторождения и легкая парафиновая нефть Харьягинского месторождения, а также атмосферные остатки этих нефтей (мазуты), полученные при атмосферной дистилляции. Основные физико-химические свойства исследуемых НДС приведены в таблице 1.

Из приведенных данных по групповому составу нефтей видно, что нефть Ярегского месторождения является ароматической смолисто-асфальтеновой (суммарное содержание смол и асфальтенов 49% масс.), в то время как харьягинская нефть – парафинистая (содержание насыщенных соединений – 50% масс., а твердых парафинов – 23% масс.).

РИС. 1. ИТК исследуемых образцов нефтей (тяжелой нафтено-ароматической ярегской нефти и легкой парафинистой харьягинской)

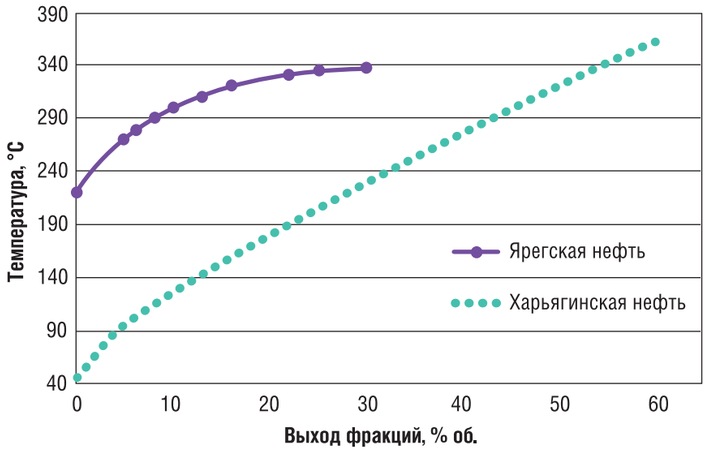



РИС. 2. Зависимость вязкости от температуры тяжелой нафтено-ароматической НДС

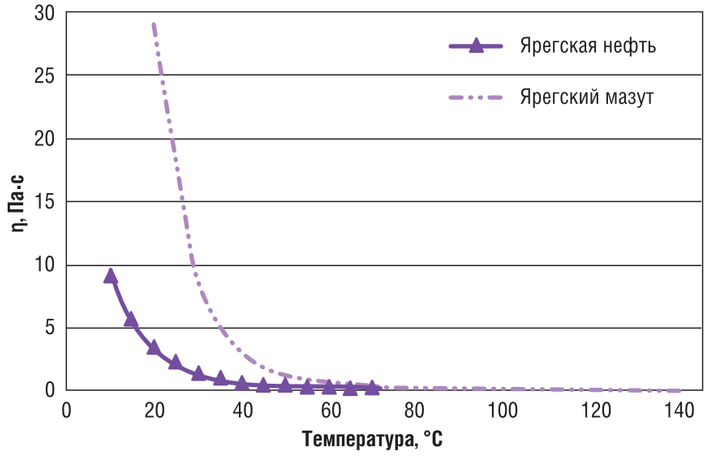
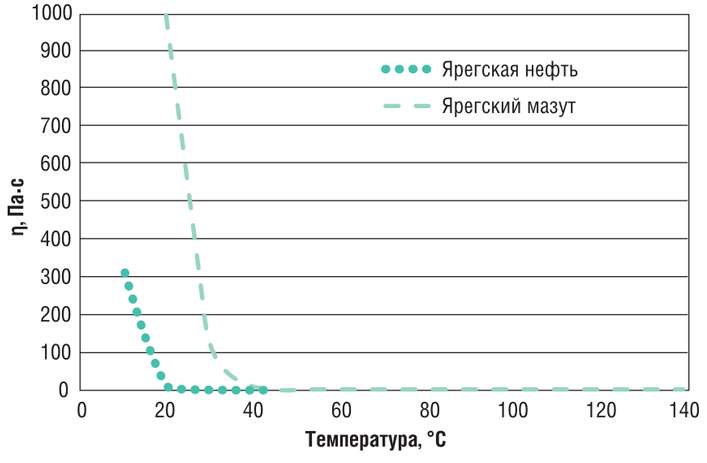



РИС. 3. Зависимость вязкости от температуры легкой парафинистой НДС




По классификациям API и ГОСТ 51858 ярегская нефть является тяжелой (19°API) и битуминозной соответственно, а харьягинская относится к категории легких нефтей по обоим документам. По содержанию серы ярегская нефть относится к классу сернистых, а харьягинская к малосернистым.

Температура начала кипения тяжелой ярегской нефти составляет 220°С, а выход светлых дистиллятов 28% масс., для харьягинской нефти эти показатели составили 47°С и 53% масс. соответственно. Данные ИТК исследуемых нефтей в объемных процентах представлены на рисунке 1.

Динамическую вязкость образцов НДС определяли в лабораторных условиях на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 в термостатированной ячейке в интервале температур от 10 до 70°С для нефти и от 20 до 140°С для атмосферного остатка с шагом в 10°С. Принцип действия вискозиметра основан на измерении напряжения сдвига в исследуемом образце, помещенном между двумя коаксиальными цилиндрами. Скорость сдвига в процессе динамических испытаний плавно увеличивалась до значения $\gamma_{max}$ $с^{-1}$ в течение 300 секунд.

Нефть при различных температурах и скоростях сдвига может проявлять ньютоновские и неньютоновские свойства. Данное свойство необходимо учитывать при подборе оптимальных режимов добычи и транспортировки, позволяющие избежать структурообразование при работе с такими НДС.

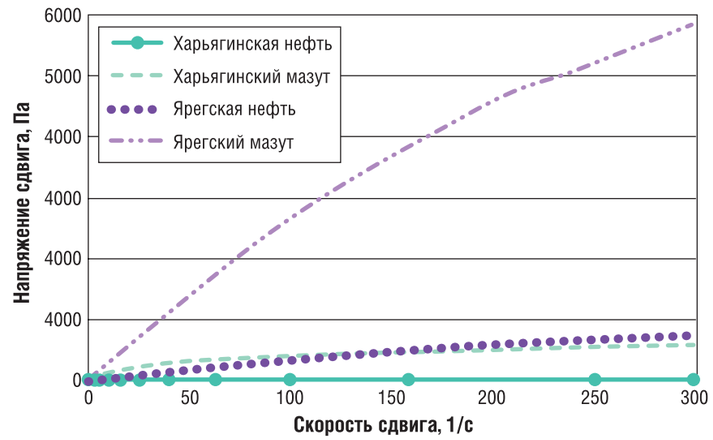
На рисунках 2 и 3 приведены зависимости динамической вязкости исследуемых образцов нефти Тимано-Печорской провинции и мазутов. Значительное снижение вязкости при повышении температуры обусловлено увеличением свободного объема в системе, а также частоты перескоков молекул, составляющих НДС.

При анализе кривой консинстентности при 20°С установлено (рисунок 4), что все исследуемые образцы НДС проявляют неньютоновские свойства при данной температуре. Таким образом возник вопрос о выявлении температурного диапазона, при котором НДС проявляет свойства ньютоновской и неньютоновской жидкости.





РИС. 4. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига исследуемых образцов НДС




По кривым текучести в исследуемом диапазоне температур (для нефтей от 10°С до 70°С и для мазутов от 20°С до 140°С) и скоростей сдвига (от 0 до 300 $с^{-1}$) установлено, что образцы харьягинской нефти и мазутов ярегской и харьягинской нефтей имеют аномалию вязкости и проявляют свойства псевдопластичной жидкости с пределом текучести при температуре ниже температуры фазового перехода (ФП). Фазовые переходы исследуемых НДС описаны далее. При температуре выше температуры ФП тип жидкости НДС зависит от скорости сдвига: при малых скоростях сдвига (до 10 $с^{-1}$) – НДС является псевдопластичной жидкостью с пределом текучести, а при высоких скоростях сдвига (выше 10 $с^{-1}$) проявляют ньютоновские свойства (рисунок 5). Тяжелая ярегская нефть, не имеющая фазового перехода, проявляют свойства псевдопластичной жидкости на всем исследуемом диапазоне температур.

Такая зависимость поведения от температуры и скорости сдвига может быть следствием наличия и ориентации агломератов частиц, образующие сетку или каркас в НДС. В состав тяжелой нефти входит незначительное количество парафинов, которого недостаточно для образования прочной пространственной структуры, то есть наличие неньютоновских свойств нафтено-ароматических НДС обусловлено значительным содержанием высокомолекулярных компонентов (смолы и асфальтены).

Легкая парафиновая нефть при температуре ниже температуры плавления представляет собой типичный коллоидный гель по причине существенного содержания насыщенных соединений, в том числе твердых парафинов, а при более высоких температурах течет как ньютоновская жидкость. При достаточно высоком напряжении структура разрушается, ее отдельные элементы смещаются необратимо – система начинает течь.

Ввиду того, что при ньютоновском течении при повышении скорости сдвига вязкость агрегированной системы не меняется, то можно предположить, что средний размер агрегатов также не изменяется со скоростью сдвига. Таким образом возникает предположение, что предел текучести НДС, возникающий в системе в состоянии покоя, можно связать с прочностью неразрушенной структуры.

В состоянии покоя частицы объединены в сплошную сетку (каркас), а сама система имеет упругую деформацию, то есть НДС ведет себя как твердое тело. Асфальтены, смолы и парафины, входящие в состав НДС, при различных концентрациях и условиях способны образовывать пространственные структуры коагуляционного и кристаллизационного типов, для разрушения которых необходимо приложить некоторое усилие, позволяющее более эффективно работать с такими системами. Стационарное (непрерывное) течение начинается тогда, когда напряжение сдвига $\tau$ превышает некоторое предельное напряжение $\tau_s$ (предел текучести, статическое предельное напряжение сдвига), соответствующее разрушению сетки и переход от упругой деформации к вязкому течению.

РИС. 5. Изменение типа жидкости исследуемых НДС при изменении температуры и скорости сдвига

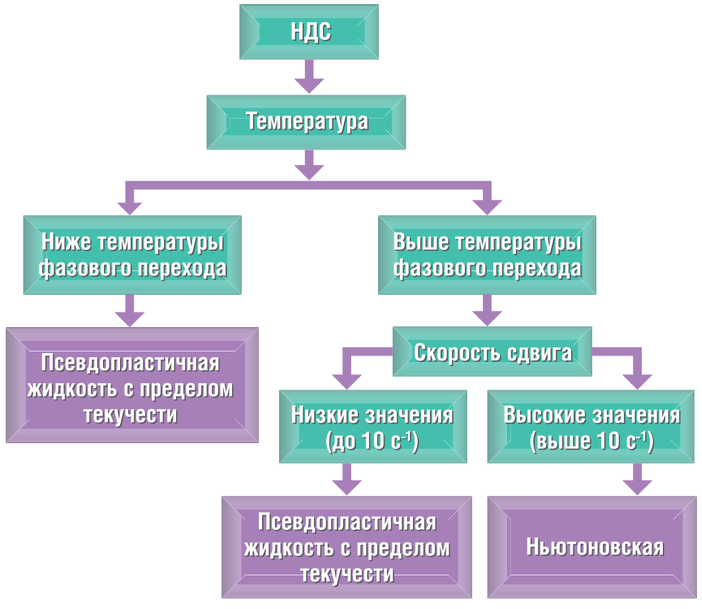


РИС. 6. Зависимость предельного напряжения сдвига исследуемых мазутов от температуры

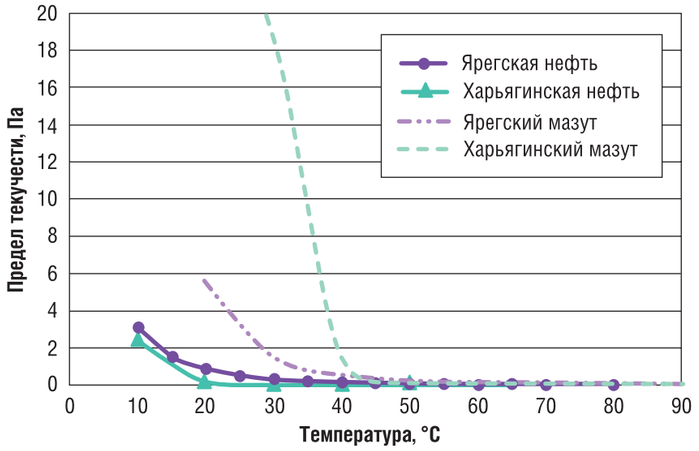



ТАБЛИЦА 2. Зависимость предельного напряжения сдвига от температуры

| Название | Тип НДС | Зависимость предельного напряжения сдвига от температуры | $R^2$ |
|---|---|---|---|
| Ярегская | нефть | $\tau = 1{,}7 \cdot 10^{2} \cdot T^{-2{,}571}$ | 0,984 |
| | ВКФ | $\tau = 7{,}3 \cdot 10^{5} \cdot T^{-3{,}867}$ | 0,999 |
| Харьягинская | нефть | $\tau = 4{,}1 \cdot 10^{8} \cdot T^{-6{,}611}$ | 0,978 |
| | ВКФ | $\tau = 1{,}1 \cdot 10^{9} \cdot T^{-5{,}851}$ | 0,943 |

Как видно на рисунке 6 для того, чтобы разрушить структуру исследуемых образцов нефтей наибольшее усилие необходимо приложить к тяжелой нафтено-ароматической ярегской нефти, нежели к парафинистой харьягинской. При отделении светлых дистиллятов предел текучести становится выше для парафинистой НДС, нежели для нафтено-ароматической.

Также установлено, что зависимость предельного напряжения сдвига от температуры имеет степенной вид, что подтверждается коэффициентом корреляции от 0,943 до 0,999 (таблица 2).

В соответствии с классическими представлениями о фазовых переходах – это переходы вещества из одной фазы в другую. Как правило, в НДС различают ФП двух типов: первого рода (кипение, плавление, кристаллизация и др.) и второго рода (переход в сверхтекучее состояние и др.)

При транспортировке НДС выделяют ФП 1-го рода в виде плавления/кристаллизации структурных элементов системы, в результате осуществления которых изменение термодинамических характеристик происходит скачкообразно.

На рисунке 7 показана зависимость логарифма динамической вязкости от температуры, построенная в соответствии с уравнением (3). Точка перегиба на кривой показывает наличие фазового перехода в НДС, связанного с кристаллизацией парафиновых углеводородов. Данная зависимость для тяжелой ярегской нефти представляет собой прямую линию, что обусловлено незначительным содержанием парафиновых углеводородов. Для харьягинской нефти зависимость логарифма вязкости от обратной температуры имеет точку перегиба при температуре 40°С, что соответствует температуре плавления н-алкана $C_{21}H_{44}$. Следует отметить, что температурная зависимость тяжелой нефти Ярегского месторождения близка по своему расположению к расположению зависимости мазутов. Незначительная криволинейность зависимости логарифма вязкости от обратной температуры для ярегского мазута была рассмотрена на возможное наличие точки фазового перехода. Таким образом, установлено, что исследуемые образцы ВКФ различного состава имеют одинаковую температуру фазового перехода 60°С, что соответствует н-алкану $C_{27}H_{56}$.

В таблице 3 приведены значения энергии активации исследуемых НДС до и после температуры фазового перехода. По причине того, что у тяжелой ярегской нефти нет ФП, то энергия активации определялась на всем исследуемом диапазоне температур (от 10°С до 70°С) и составила 57,9 кДж/моль.

РИС. 7. Температурная зависимость вязкости в координатах уравнения Аррениуса

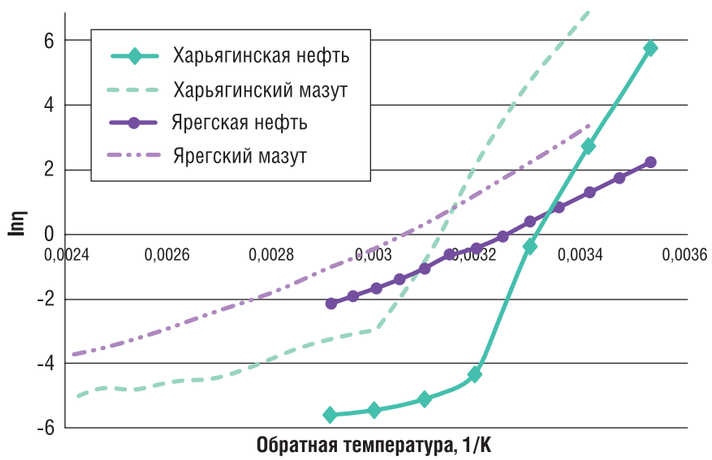







ТАБЛИЦА 3. Энергия активации и фазовые переходы исследуемых НДС

| Название | Температура фазового перехода ($T_c$), °С | $E_a$, кДж/моль | | $\ln \eta_0$ | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | До $T_c$ | После $T_c$ | До $T_c$ | После $T_c$ |
| **Нефть** | | | | | |
| Ярега | – | 57,9 | | -22,57 | |
| Харьяга | 40 | 247,2 | 33,7 | -99,1 | -17,5 |
| **Мазут** | | | | | |
| Ярега | 60 | 77,3 | 30,5 | -89,9 | -16,3 |
| Харьяга | 60 | 204,9 | 29,9 | -76,9 | -13,9 |

Энергия активации парафинистой нефти Харьягинского месторождения равна 247,2 кДж/моль до температуры фазового перехода, а при более высоких температурах 33,7 кДж/моль. На основании это можно предположить, что образование структуры обусловлено содержанием насыщенных углеводородов, в том числе н-алканов, содержание которых в харьягинской нефти достигает 23%. Энергия активации парафиновых нефтей выше энергии активации нафтено-ароматических нефтей при температурах ниже температуры фазового перехода, то есть кристаллизационная структура является более прочной, чем коагуляционная. При повышении температуры выше температуры ФП (при расплавлении низкомолекулярных компонентов) энергия активации тяжелых нефтей становится выше, что подтверждает тот факт, что структурная прочность парафиновых нефтей обусловлена насыщенными соединениями преимущественно н-алканами.

При анализе полученных данных для мазутов было выявлено, что наибольшей энергией активации при температурах ниже температуры ФП обладает атмосферный остаток парафинистой нефти ($E_a$ = 204,9 кДж/моль) по сравнению с энергией активации мазутов тяжелой нефти ($E_a$ = 77,3 кДж/моль).

При температуре выше 60°С энергия активация мазутов снижается до 30,5 и 29,9 для ярегского и харьягинского остатка соответственно. Снижение $E_a$ в парафинистых ВКФ обусловлено плавлением н-алканов, а в ВКФ тяжелых нефтей – уменьшением толщины сольватных оболочек смолисто-асфальтенов веществ.

## Выводы

Выявлено, что парафинистая харьягинская нефть имеет фазовый переход при температуре 40°С, что соответствует температуре плавления н-алкана $C_{21}H_{44}$, в то время как нафтено-ароматическая нефть характеризуется его отсутствием, что обусловлено незначительным содержанием парафинов в НДС. Исследуемые образцы мазутов различного состава имеют одинаковую температуру фазового перехода 60°С, что соответствует н-алкану $C_{27}H_{56}$.

Установлено, что образцы парафинистой харьягинской нефти и мазутов нафтено-ароматической ярегской и харьягинской нефтей имеют аномалию вязкости и проявляют свойства псевдопластичной жидкости с пределом текучести при температуре ниже температуры фазового перехода. При более высоких температурах тип жидкости НДС зависит от скорости сдвига: при малых скоростях сдвига (до 10 $с^{-1}$) – НДС является псевдопластичной жидкостью с пределом текучести, а при высоких скоростях сдвига (выше 10 $с^{-1}$) проявляют ньютоновские свойства. Тяжелая нафтено-ароматическая ярегская нефть, не имеющая фазового перехода, проявляют свойства псевдопластичной жидкости на всем исследуемом диапазоне температур.

Предельное напряжение сдвига тяжелой нафтено-ароматической ярегской нефти выше парафинистой харьягинской. При отделении светлых дистиллятов наблюдается обратная ситуация и предел текучести становится выше для парафинистой НДС, нежели для нафтено-ароматической. Выявлено, что зависимость предельного напряжения сдвига от температуры имеет степенной вид, что подтверждается коэффициентом корреляции от 0,943 до 0,999.

Энергия активации тяжелой нафтено-ароматической ярегской нефти составила 57,9 кДж/моль. Энергия активации парафинистой нефти Харьягинского месторождения равна 247,2 кДж/моль до температуры фазового перехода, а при более высоких температурах составляет 33,7 кДж/моль. То есть энергия активации парафиновых нефтей выше энергии активации нафтено-ароматических нефтей при температурах ниже температуры фазового перехода, таким образом можно предположить, что кристаллизационная структура является более прочной, чем коагуляционная. При повышении температуры выше температуры фазовых переходов (при расплавлении низкомолекулярных компонентов) энергия активации тяжелых нефтей становится выше, что подтверждает тот факт, что структурная прочность парафиновых нефтей обусловлена насыщенными соединениями преимущественно н-алканами.

Наибольшей энергией активации при температурах ниже температуры фазового перехода обладает атмосферный остаток парафинистой нефти ($E_a$ = 204,9 кДж/моль) по сравнению с энергией активации мазута нафтено-ароматической нефти ($E_a$ = 77,3 кДж/моль). При температуре выше 60оС энергия активация мазутов снижается до 30,5 и 29,9 для ярегского и харьягинского остатка соответственно. ●

***Литература***

1. *Бойцова А.А., Кондрашева Н.К. Исследование изменения структурно-механических свойств тяжелой нефти Ярегского месторождения в результате ректификации // «Neftegaz.ru», №7–8, М., 2016. – С. 76–83.*
2. *Виноградов Г.В. Успехи реологии полимеров. – М.: Химия, 1970. – 292 с.*
3. *Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000 – 89 с.*
4. *Кондрашева Н.К., Бойцова А.А. Переработка тяжелой нефти Ярегского месторождения с использованием внешних полей // «Neftegaz.ru», №4, М., 2016. – С. 62–66.*
5. *Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии / Пер. с англ. – М.: КолосС, 2003. – 312 с.*

KEYWORDS: *rheology, multi-component hydrocarbon medium of higher boiling fractions of oil structural-mechanical properties, phase transition, paraffins, resins, asphaltenes.*

# БУДУЩЕЕ МИРОВЫХ РЫНКОВ НЕФТИ

В НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ КРАТКО-, СРЕДНЕ- И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ И ВОПРОСЫ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ РОССИИ НА НЕМ. ДОСТИГНУТАЯ В 2017 ГОДУ СТАБИЛИЗАЦИЯ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО РЫНКА, ОБЕСПЕЧЕННАЯ УСИЛИЯМИ СТРАН-ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТИ, В Т.Ч. РОССИИ, ПРОИЗОШЛА НА ФОНЕ КРУПНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЛАНДШАФТА, КОТОРЫЕ В ПЕРСПЕКТИВЕ И БУДУТ ОПРЕДЕЛЯТЬ БУДУЩЕЕ РЫНКА НЕФТИ. ЖДУТ ЛИ НАС В БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ «КАЧЕЛИ НЕФТЯНЫХ ЦЕН» ИЛИ ЖЕ РЫНОЧНЫЕ НАСТРОЕНИЯ БУДУТ КОРРЕКТИРОВАТЬСЯ МЯГКИМ УПРАВЛЯЮЩИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ СТРАН-ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ? ВОЗМОЖЕН ЛИ ЗАКАТ ЭРЫ НЕФТИ ИЛИ ЕЕ ПЕРЕХОД В НОВОЕ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЕ КАЧЕСТВО НА ФОНЕ ДЕЦЕНТРАЛИЗАЦИИ, ДИДЖИТАЛИЗАЦИИ И ДЕКАРБОНИЗАЦИИ МИРОВОГО СПРОСА НА ЭНЕРГИЮ? КАКОВА БУДЕТ РОЛЬ РОССИИ В НОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ РЕАЛЬНОСТИ, ОСНОВЫ КОТОРОЙ НАЧИНАЮТ ФОРМИРОВАТЬСЯ УЖЕ СЕГОДНЯ?

*IN THE CURRENT ARTICLE SHORT-TERM, MID-TERM AND LONG-TERM PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF GLOBAL OIL MARKET AND THE ISSUES OF RUSSIA'S STATION POSITING IN IT ARE REVIEWED. THE ACHIEVED STABILIZATION OF GLOBAL OIL MARKET IN 2017, SECURED BY THE EFFORTS OF OIL'S COUNTRIES-PRODUCERS, INCLUDING RUSSIA, TOOK PLACE AGAINST THE BACKGROUND OF MASSIVE CHANGES OF GLOBAL ENERGETIC LANDSCAPE, WHICH WILL ULTIMATELY DETERMINE THE FUTURE OF OIL MARKET. SHOULD WE AWAIT "DRAMATIC PRICE SWINGS" IN THE COMING YEARS OR MARKET SENTIMENTS WOULD BE ADJUSTED BY SOFT CONTROL ACTION OF OIL'S COUNTRIES-PRODUCERS? IS THE END OF OIL EPOCH OR ITS TRANSITION INTO THE NEW CONSUMER QUALITY AGAINST THE BACKGROUND OF DECENTRALIZATION, DIGITALIZATION AND DECARBONIZATION OF GLOBAL DEMAND ON ENERGY POSSIBLE? WHICH WILL BE THE ROLE OF RUSSIA IN THE NEW ENERGETIC REALITY, THE BASICS OF WHICH BEGIN TO SHAPE TODAY?*

Ключевые слова: *мировой нефтяной рынок, соглашение ОПЕК+, мировое потребление нефти, добыча нефти, мировые цены на нефть, прогнозы, сценарии, децентрализация, декарбонизация, диджитализация, нефтегазохимия.*

**Громов Алексей Игоревич,**
**к.г.н.,**
**главный директор по энергетическому направлению, руководитель энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов»**

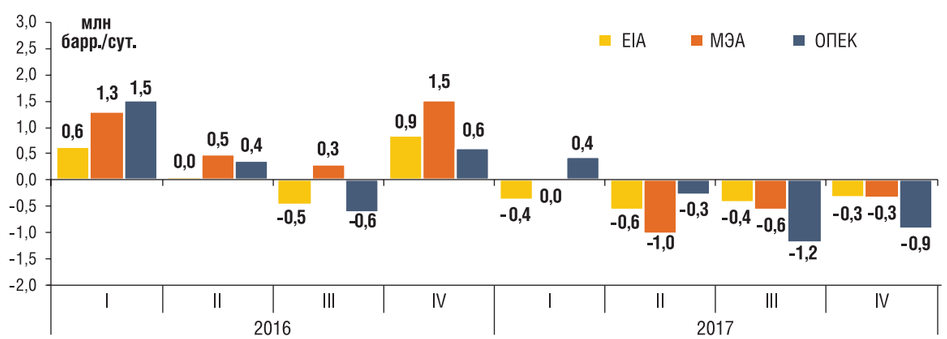
УДК 339

После потрясений 2014–2016 гг., когда мировые цены на нефть упали в несколько раз, а мировой рынок нефти надолго вошел в состояние устойчивого дисбаланса между спросом и предложением, сопровождавшимся рекордным накоплением коммерческих запасов нефти в развитых странах, в 2017 году наступила определенная стабилизация.

## Долгожданная стабилизация…

Более того, «Соглашение ОПЕК+» (см. справку), достигнутое в декабре 2016 года, и его последующая пролонгация на 2018 год позволили мировому рынку жидких углеводородов перейти к концу 2017 года в состояние умеренного дефицита предложения.

РИС. 1. Оценки избытка/дефицита предложения на мировом рынке жидких углеводородов, по данным EIA, МЭА, ОПЕК




Источник: *расчеты ФИЭФ на основе данных EIA, МЭА, ОПЕК*





Так, по оценке основных энергетических агентств, средний уровень дефицита предложения жидких углеводородов (ЖУВ) на мировом рынке в 2017 г. составил 0,4–0,5 млн барр/сутки (рис. 1).

СПРАВКА

10 декабря 2016 г. в штаб-квартире ОПЕК в Вене (Австрия) 13 стран-членов ОПЕК и 11 стран – независимых производителей нефти, не входящих в ОПЕК, в т.ч. Россия, на совокупную долю которых приходится до 60% мировой добычи нефти, подписали т.н. «Декларацию о сотрудничестве», направленную на стабилизацию мирового нефтяного рынка.

В соответствии с Декларацией, получившей неофициальное название «Соглашение ОПЕК+», стороны Декларации взяли на себя добровольные обязательства по совокупному ограничению объемов добычи сырой нефти на уровне 1,8 млн барр/сутки, начиная с января 2017 г. сроком на полгода. Соглашение вступило в силу 1 января 2017 года.

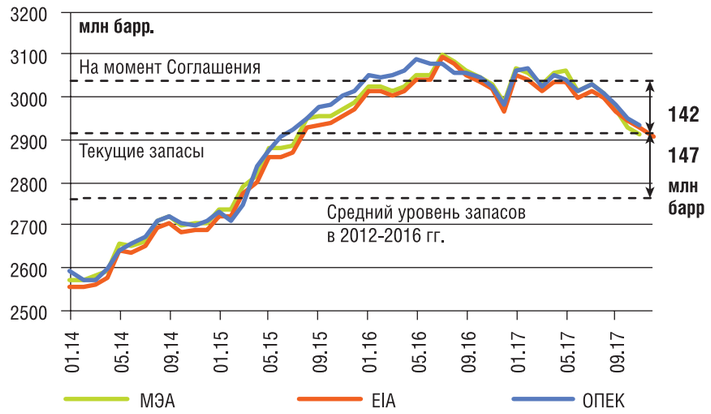
24–25 мая 2017 года состоялись встречи стран ОПЕК и независимых производителей нефти, где стороны договорились продлить соглашение еще на девять месяцев, до конца I квартала 2018 года, на текущих условиях.

30 ноября 2017 г. участники «Соглашения ОПЕК+» договорились о продлении его действия до конца 2018 года.

Совокупный объем добровольно взятых обязательств России по сокращению добычи нефти по условиям данного Соглашения составляет 300 тыс. барр/сутки.

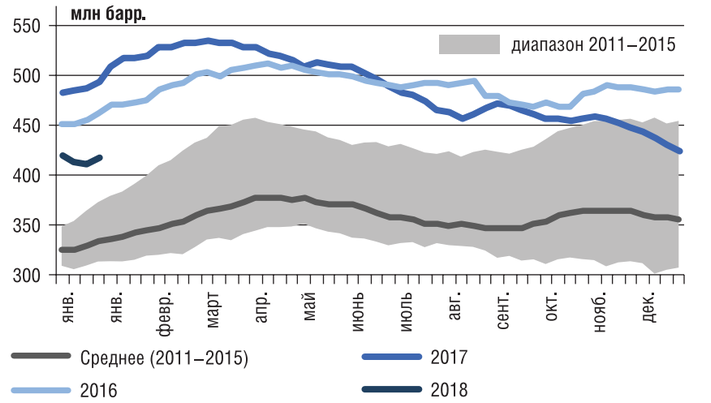
РИС. 2. Динамика изменения коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР и США, 2014–2017 гг.

**Коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР**




Источник: *EIA, МЭА, ОПЕК, ФИЭФ*

**Коммерческие запасы сырой нефти в США**




Источник: *МЭА, EIA, ФИЭФ*

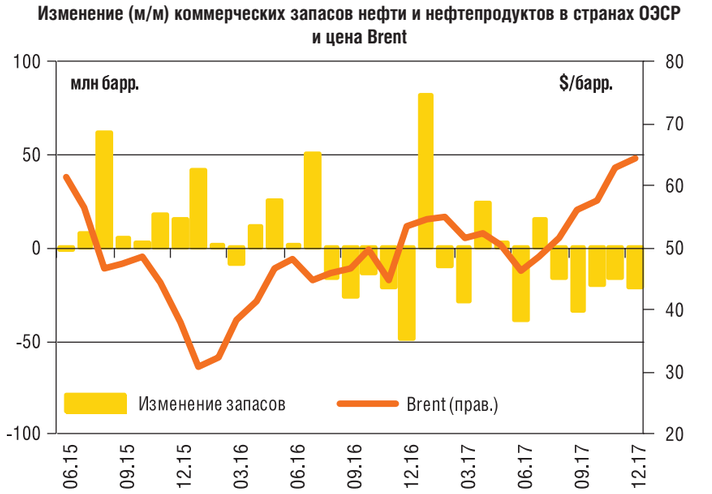
Стабилизации ситуации на мировом рынке нефти способствовал не только беспрецедентно высокий уровень выполнения обязательств странами-участниками Соглашения (в среднем, 103% за 2017 год), но и уверенный рост потребления нефти в мире, вызванный потребностями мировой экономики, в т.ч. благодаря ускорению темпов мирового экономического роста. Конечно, и сложившиеся на рынке в период 2016–2017 гг. умеренные цены на нефть и нефтепродукты внесли вклад в определенное ускорение роста спроса. Так, по предварительным данным МЭА, мировой спрос на жидкие углеводороды в 2017 году увеличился на 1,6 млн барр/сутки (по отношению к среднему уровню 2016 г.) и составил 97,8 млн барр/сутки. Около 35% мирового спроса пришлось на страны Азии. При этом даже в Европе, где в период экономического спада и высоких цен на нефть отмечалось сокращение спроса, наблюдается рост потребления – в 2017 г. прирост потребления составил 286 тыс. барр/сутки.

В настоящее время в мировой экономике по-прежнему сохраняются мощные драйверы роста мирового потребления нефти – это авиационный, водный, грузовой автомобильный транспорт, а также нефтехимия, со стороны которой ожидается основной вклад в прирост мирового спроса на нефтепродукты в ближайшем будущем.

При этом рост предложения нефти на мировом рынке в 2017 г. оказался существенно меньше роста спроса. Это привело к существенному сокращению накопленного «навеса» коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов (рис. 2).

Из-за естественного наличия временных лагов, процесс снижения запасов в странах ОЭСР начался только в июне 2017 г., т.е. спустя 6 месяцев после начала действия «Соглашения ОПЕК+». За 12 месяцев действия «Соглашения ОПЕК+» коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР сократились на 142 млн барр (декабрь 2017 г. по сравнению с январем 2017 г.). Это примерно половина от требуемого сокращения до среднего уровня запасов 2012–2016 гг., что изначально было одной из ключевых целей «Соглашения ОПЕК+».

РИС. 3. Динамика мировых цен на нефть и коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР




Источник: *EIA, Reuters, ФИЭФ*

Коммерческие запасы сырой нефти в США, которые также служат одним из важных индикаторов степени сбалансированности мирового нефтяного рынка, также заметно снизились за этот период. Так, в январе 2018 г. они были примерно на 72 млн барр ниже показателей января 2017 года.

Достигнутое во 2-м полугодии 2017 г. устойчивое сокращение коммерческих запасов нефти стало ключевым фактором, обеспечившим рост цен на нефть, которые к концу 2017 г. уверенно перешагнули отметку в $65 за баррель, увеличившись за год почти в 1,5 раза.

Безусловно, были и другие факторы: ослабление курса доллара, ураганы в США, факторы политической напряженности в ряде добывающих стран, но именно снижение запасов стало тем фундаментальным фактором, который определил настроения игроков на нефтяном финансовом рынке (рис. 3).

## Краткосрочные перспективы: управляемая стабильность или «качели» нефтяных цен?

Стремительный рост цен на нефть во втором полугодии 2017 года породил иллюзию, что достигнутая ценой больших усилий со стороны ключевых стран-производителей нефти стабилизация нефтяного рынка приведет к дальнейшему росту нефтяных котировок и в 2018 году. Более того, появились утверждения ряда «экспертов», что в ближайшей перспективе мировой нефтяной рынок полностью восстановится и цены на «черное золото» вернутся к трехзначным значениям 2014 года…

Однако этого не произойдет по причине фундаментальных изменений структуры мирового нефтяного рынка за последние годы, в первую очередь за счет масштабного развития сланцевой нефтедобычи в США.

Только за 2014–2017 гг., т.е. в период низких нефтяных цен, по данным EIA, добыча и производство жидких углеводородов в США выросло с 13,09 до 16,56 млн барр/сутки (+26,5%), при этом добыча сырой нефти увеличилась на 32% (с 8,02 до 10,06 млн барр/сутки) – рис. 4. И основной прирост добычи сырой нефти за этот период произошел именно за счет мощного рывка в сланцевой нефтедобыче. Достаточно сказать, что к концу 2017 г. доля сланцевой нефти в общем объеме добычи нефти в США достигла 65%!

Таким образом, сланцевая отрасль в США оказалась устойчивой к низким ценам на нефть, главным образом за счет своей более гибкой и адаптивной финансово-экономической модели функционирования, а также быстрого абсорбирования технологических новаций с соответствующим повышением собственной технологической эффективности.

Так, только за последние три года, благодаря оперативному внедрению технологических новаций (бурение исключительно горизонтальных скважин, увеличение длины продуктивного участка, числа, интенсивности и стадийности гидроразрыва пласта), почти вдвое увеличился объем добычи сланцевой нефти в расчете на одну скважину и резко замедлились темпы падения базовой добычи на сланцевых плеях.

При этом даже в условиях т.н. «инфляции издержек» в сланцевой отрасли США, наблюдаемой в настоящее время, медианные цены безубыточности сланцевых производителей нефти в США на конец 2017 г. находились на уровне $45–47/барр.

Таким образом, в условиях текущих цен на нефть ($60–65 за барр) американская сланцевая индустрия получила мощный стимул к своему дальнейшему развитию.

По прогнозам норвежских аналитиков из компании Rystad, добыча нефти в США в 2018 г. может вырасти еще как минимум на 1,2 млн барр/сутки до 11,3 млн барр/сутки, т.е. на величину, сопоставимую с приростом мирового спроса на нефть, прогнозируемым на уровне 1,3–1,6 млн барр/сутки.

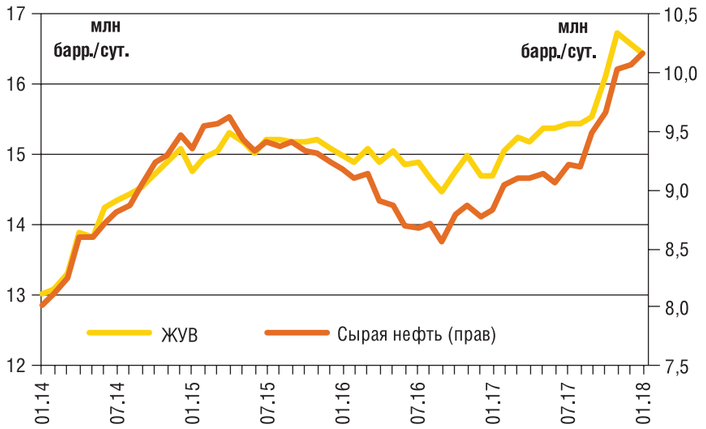
Это может привести к значительному снижению нефтяных цен уже во второй половине 2018 г. до уровня $50–55 за баррель, а возможно и ниже, если предположить, что финансовые игроки захотят заработать на очередном витке разбалансировки мирового нефтяного рынка.

При реализации этого сценария дальнейшая динамика ситуации на мировом нефтяном рынке может стать труднопрогнозируемой, поскольку уже в 2019 году мы вполне можем увидеть первые последствия инвестиционной «паузы» 2015–2016 гг., когда совокупные мировые инвестиции в нефтедобычу сократились почти на 40%. В результате за пределами США и стран Персидского залива объем ввода нефтедобывающих мощностей по проектам, запущенным в 2016 году, сократился более чем в 4 раза в



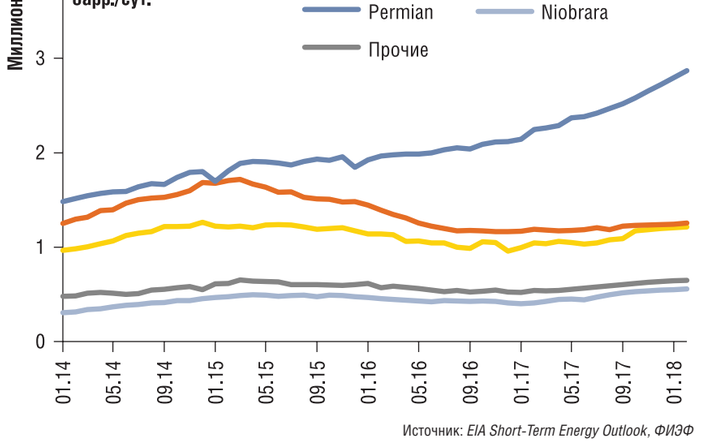


РИС. 4. Динамика добычи жидких углеводородов и сырой нефти в США, 2014–2017 гг.




* к жидким углеводородам в США относятся сырая нефть, газовый конденсат, жидкие газовые фракции (NGL) и биотопливо

Источник: *EIA Short-Term Energy Outlook, ФИЭФ*




Источник: *EIA Short-Term Energy Outlook, ФИЭФ*

сравнении с 2013 годом. Отмены и отсрочки проектов неизбежно приведут к снижению добычи нефти в ближайшие годы, и, как следствие, к риску возникновения дефицита и возможному росту цен.

Но возможен и другой сценарий, когда рыночным «качелям» нефтяных цен будет противопоставлена сила мягкого управляющего воздействия, направленного на поддержание стабильного состояния рынка и снижение его волатильности. Этот сценарий может быть реализован в случае выполнения соглашения «ОПЕК+» странами-участницами в 2018 году и комплексного мониторинга мирового нефтяного рынка с целью своевременного выявления и предупреждения тенденций и трендов, которые могут привести к его опасной разбалансировке в кратко- и среднесрочной перспективе.

## Долгосрочные перспективы: закат эры нефти или ее новое качество?

Масштаб происходящих сегодня изменений в экономике и энергетике, а также особенно в сфере технологического развития, свидетельствует о том, что мир вошел в активную стадию трансформации как экономического, так и энергетического уклада, основанную на последних достижениях научно-технического прогресса.

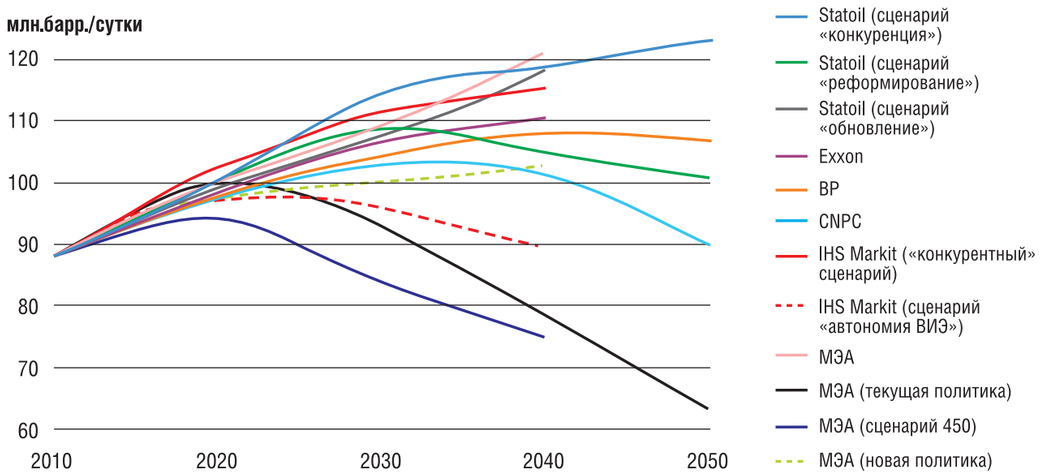
Бурное развитие возобновляемой энергетики, совокупные инвестиции в развитие которой в 2016 году, по данным МЭА, уже превысили капиталовложения в мировой нефтегазовый сектор, мощный рывок в сфере энергоэффективности и внедрение новых транспортных технологий и стандартов показывают, что эра углеводородов близится к завершению. И мы должны быть готовы к смене энергетического уклада, которая может в полной мере проявиться уже в ближайшие несколько десятилетий.

Так, если еще 10–15 лет назад весь мир с тревогой ожидал т.н. «пика нефти», когда мощности по наращиванию ее добычи будут не соответствовать ее растущему потреблению, то сегодня все больше экспертов говорит о скором достижении пика в мировом потреблении нефти. При этом если раньше предполагали, что мировой спрос на нефть будет расти, как минимум, до 2050 года, то теперь думают, что пик потребления нефти может быть пройден гораздо раньше, в период между 2030 и 2040 годом.

Поражает и уровень неопределенности долгосрочных прогнозов мирового потребления нефти, в рамках которых разброс будущих оценок потребления «черного золота» достигает 40–60 млн барр/сутки (рис. 5)!

Ключевые драйверы ожидаемой трансформации мирового энергетического ландшафта лежат в плоскости потребительских предпочтений, технологического прогресса и энергетических политик. При этом среди важнейших направлений трансформации мирового энергетического ландшафта следует выделить децентрализацию, диджитализацию (цифровизацию) и декарбонизацию, которые в совокупности, по-видимому, и будут определять будущий облик мировой энергетики и соответственно будущее

РИС. 5. Сценарное поле долгосрочных прогнозов мирового потребления нефти




Источник: *IHS Markit на основе публичных прогнозов ведущих энергетических агентств и энергетических компаний*

углеводородов в мировом топливно-энергетическом балансе и, конечно же, будущее важнейшей его составляющей – нефти.

Так, растущая децентрализация энергопотребления в совокупности с повсеместным проникновением цифровых технологий усиливает стремление потребителей ко все большей автономности энергоснабжения, а политика декарбонизации энергетики – к обеспечению такой автономности на базе неуглеводородных источников энергии.

Все это означает, что мир начинает постепенно уходить от доминирования углеводородов в своем энергообеспечении, но этот процесс, по-видимому, не будет резким, поскольку новая энергетика пока не в состоянии в полной мере обеспечить энергетические потребности мира в случае отказа последнего от нефти.

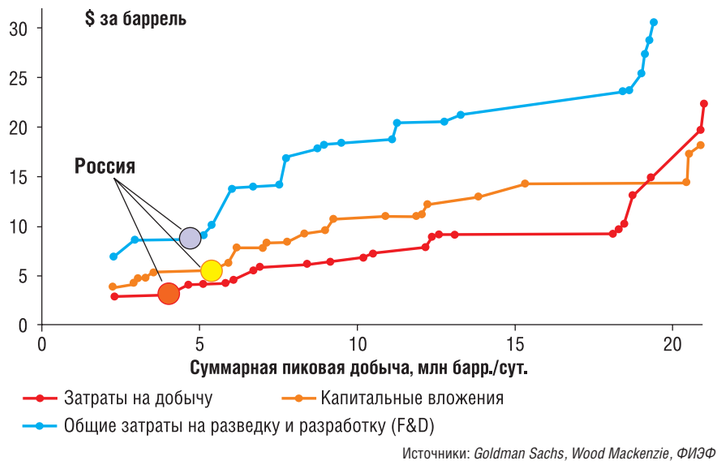
Перспективы будущего развития энергетики связаны с неопределенностью в отношении политики в области климата и энергетики, изменения демографической ситуации, глобального экономического роста и смещения экономической мощи между регионами, а также технического прогресса.

На фоне наблюдаемых трендов быстрого развития возобновляемой энергетики, тенденций к росту мирового парка электромобилей, развития добычи нетрадиционных углеводородов целый ряд публикуемых сценариев и прогнозов развития мировой энергетики носят дезориентирующий характер, и создают иллюзию одномоментного перехода к новой энергетической реальности.

Для преодоления этой иллюзии необходимо проводить реалистичную и сбалансированную энергетическую политику, как учитывающую новые тренды в энергетике, так и поддерживающую (в т.ч. инвестиционно) развитие традиционных энергетических отраслей (нефтегазовый комплекс), которые тоже приобретают инновационный характер и придают мировой энергетической системе стабильный и устойчивый характер.

По оценкам МЭА, до 2040 г. мировой нефтегазовый комплекс только для поддержания текущего уровня добычи углеводородов нуждается не менее чем в $20 трлн новых инвестиций (в долларах 2016 г.), и для того чтобы их обеспечить, необходимо поддерживать здоровую и устойчивую инвестиционную среду в отрасли, привлекательную для международных инвесторов.

РИС. 6. Удельные затраты на разведку и добычу (без расходов на транспортировку и роялти) для крупнейших нефтяных проектов

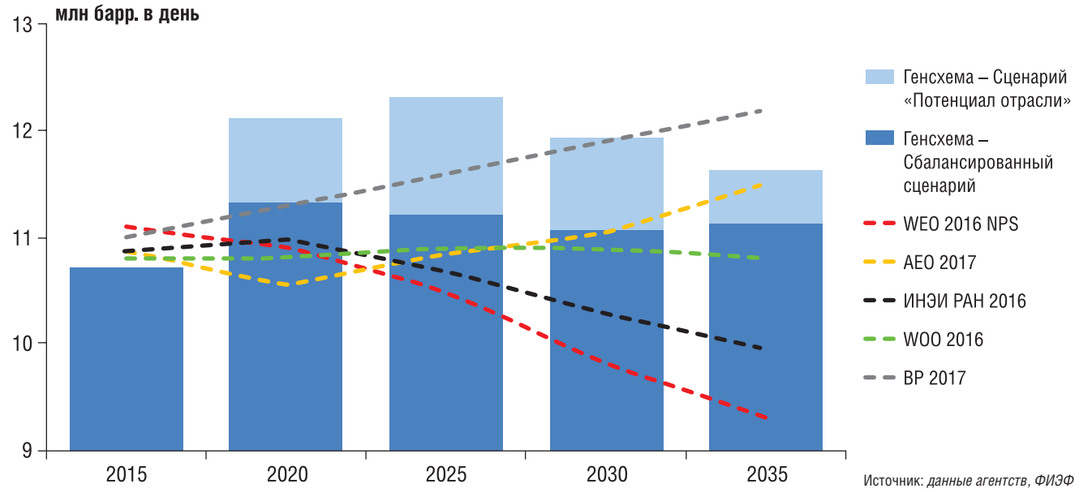



Источники: *Goldman Sachs, Wood Mackenzie, ФИЭФ*





РИС. 7. Сценарное поле прогнозов добычи жидких углеводородов в России на период до 2035 года




Источник: *данные агентств, ФИЭФ*

Таким образом, говорить о скором закате эры нефти, по крайней мере, преждевременно. Скорее следует говорить о ее переходе в новое качество. В формирующейся сегодня энергетической реальности углеводороды следует рассматривает не как исключительно энергетические ресурсы и топливо, но и как ценнейшее нефтехимическое сырье, необходимое для производства широкого спектра инновационной продукции, начиная с широкой линейки пластиков до новых композитных материалов, потребности в которых в будущем будут только нарастать.

В этой связи одним из наиболее перспективных направлений развития спроса на жидкие углеводороды сегодня и в ближайшем будущем является нефтегазохимия. Ожидается, что к 2025–2030 годам прирост спроса на нефть со стороны нефтегазохимии превысит прирост спроса со стороны основного потребителя нефтепродуктов – транспортного сектора. При этом продукты нефтегазохимии имеют в среднем самую высокую добавленную стоимость из всех продуктов, производимых из нефти и газа.

## Перспективы России на мировом нефтяном рынке

Россия в настоящее время устойчиво входит в тройку стран-лидеров в мировой добыче нефти и газового конденсата. Более того, в 2016 г. она вышла на первое место по этому показателю, опередив Саудовскую Аравию и США и обеспечив 12,4% мировой нефтедобычи (11 млн барр/сутки). В 2017 году, даже несмотря на присоединение России к соглашению «ОПЕК+» добыча нефти в стране осталась практически неизменной на среднесуточном уровне в 11 млн барр/сутки.

Более того, наряду со странами Ближнего Востока и отчасти США, добыча нефти в России в среднем по всем типам запасов и регионам, является сегодня одной из наиболее экономически эффективных в мире (рис. 6).

Так, по оценке Goldman Sachs, российские нефтяные проекты генерируют положительный свободный денежный поток даже при ценах на нефть марки Brent $10 за баррель (в ценах 2015 г.). По оценке Wood Mackenzie, 80 % российских нефтяных проектов останутся прибыльными даже при цене нефти $20/барр.

Также следует отметить, что у России сохраняется серьезный потенциал и для дальнейшего увеличения добычи нефти до 12–12,1 млн барр/сутки. Ожидания долгосрочного роста добычи жидких углеводородов в России или ее стабилизации на достигнутом уровне нашли отражение как в российских стратегических документах , так и в целом ряде международных прогнозов (AEO 2017, BP 2017, WEO 2016) – рис. 7.

Устойчивое положение российской нефтедобычи, которая сохраняет потенциал роста даже в условиях введенных в 2014 году западных технологических и финансовых санкций, повышает роль России в деле балансировки мирового рынка нефти, что наглядно показал успешный опыт участия нашей страны в «Соглашении ОПЕК+».

В долгосрочной перспективе Россия также должна стремиться к максимальной монетизации своего углеводородного потенциала, в т.ч. через развитие нефтегазохимических производств.

Наличие эффективного сырья, обеспечивающего конкурентоспособность на мировом рынке, хорошие перспективы спроса в мире в целом и в России в частности, а также близость источников данного сырья к наиболее емким и растущим рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона уже сегодня делают нефтегазохимию одним из важнейших стратегических направлений развития российской нефтянки в условиях перехода мирового рынка нефти в новую реальность. ●

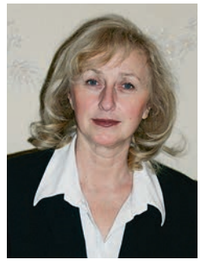
---

[1] *Речь идет, в частности, о Проекте Генеральной схемы развития нефтяной отрасли России на период до 2035 года.*

KEYWORDS: *world oil market, OPEC + agreement, world oil consumption, oil production, world oil prices, forecasts, scenarios, decentralization, decarbonization, digitalization, petrochemistry.*

# ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ

## на примере патентных материалов



**Молчанова Елена Андреевна,**
**Заведующий отделом горного дела и строительства Федеральный институт промышленной собственности**

**Лысков Александр Анатольевич,**
**Ведущий государственный эксперт отдела горного дела и строительства, кандидат технических наук Федеральный институт промышленной собственности**

ПРЕДСТАВЛЕНА ДИНАМИКА ЧИСЛА ПОДАННЫХ ЗАЯВОК И ОПУБЛИКОВАННЫХ ОХРАННЫХ ДОКУМЕНТОВ НА ИЗОБРЕТЕНИЯ И ПОЛЕЗНЫЕ МОДЕЛИ ПО БУРОВЫМ ДОЛОТАМ В РФ. ПОКАЗАНО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПАТЕНТОВ ПО ИХ ОБЛАДАТЕЛЯМ, НАЗНАЧЕНИЮ, ХАРАКТЕРУ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОРОДУ, КОНСТРУКТИВНЫМ ОСОБЕННОСТЯМ. ВЫЯВЛЕНЫ ИЗОБРЕТАТЕЛЬСКИЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПОКАЗАНА ГЕОГРАФИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ, НАЗВАНЫ ОСНОВНЫЕ ОБЛАДАТЕЛИ ПАТЕНТОВ. ОПИСАНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА ИНСТРУМЕНТОВ ПАТЕНТНОЙ АНАЛИТИКИ

*DYNAMICS OF SUBMITTED APPLICATIONS AND THE PUBLISHED PROTECTION DOCUMENTS FOR INVENTIONS AND UTILITY MODELS ON DRILL BITS IS PRESENTED TO THE RUSSIAN FEDERATION. DISTRIBUTION OF PATENTS ON THEIR OWNERS, FUNCTION, THE NATURE OF IMPACT ON ROCK, DESIGN FEATURES IS SHOWN. INVENTIVE TENDENCIES, ARRANGEMENT GEOGRAPHY, THE MAIN OWNERS OF PATENTS ARE DETECTED. ADVANTAGES OF PATENT ANALYTICS TOOLS ARE DESCRIBED*

Ключевые слова: *буровое долото, патент, охранный документ, анализ, патентная активность, лопастное долото, элементы вооружения, патентный ландшафт, аналитика.*

УДК 622.24

Состояние патентного рынка является одним из показателей, характеризующих уровень развития и интеллектуальной мощи страны. Патентный рынок и перспективы его развития определяются количеством имеющихся действующих патентов на изобретения и полезные модели, количеством поданных заявок на патенты, что является косвенной характеристикой сегодняшнего состояния российской промышленности и перспектив ее будущего развития. Отсутствие или малое количество патентов в каких-либо отраслях техники свидетельствует о застое и потенциальной деградации данного направления.

Исследование состояния нефтегазодобывающей промышленности показывает, что добыча полезных ископаемых в значительной мере зависит от успешного бурения нефтяных, газовых, геологоразведочных и других скважин. Основной инструмент для бурения скважин – это буровые долота, без которых невозможна работа ни одной буровой установки. Буровые долота должны обеспечивать надежность работы, высокую проходку в условиях различных глубин, пород, нагрузок, агрессивных сред.

Объемы бурения и добываемых полезных ископаемых в стране продолжают непрерывно возрастать. Поэтому в настоящее время по-прежнему требуется создание новых производительных буровых долот. Сегодня, с учетом рыночной конкурентной борьбы, значительная роль в сохранении и совершенствовании отечественного долотного производства должна быть отведена повышению активности сегодняшних и будущих отечественных изобретателей, от которых напрямую зависит прогресс в показателях работы буровых долот, а также увеличивается необходимость патентной защиты их производства от конкурентов.

Для лучшего ориентирования изобретателей проведен анализ патентного рынка. Представлена динамика числа поданных заявок в Федеральный институт промышленной собственности (ФИПС) на буровые долота, а также динамика опубликованных охранных документов на буровые долота по различным показателям. Ориентировочная статистика в данной работе представлена по оценочным данным Электронного архива заявок ФИПС и патентных поисковых систем Patsearch, Espacenet.

Количество поданных в ФИПС заявок на изобретения и полезные модели по классу Международной патентной классификации (МПК) E21B10 «Буровые долота» за последние 5 лет (2013–2017 гг. включительно) показано на рис. 1.

Как видно из рис. 1, количество поданных заявок, начиная с 2015 г. сократилось, но в 2017 г. наблюдается постепенное увеличение. При этом на долю отечественных заявителей приходится около 70–80 % от общего числа поданных заявок. По сравнению с 2013 и 2014 гг. количество поступающих заявок в последующие годы уменьшилось примерно на 25 %.

Количество опубликованных охранных документов по классу МПК E21B10 «Буровые долота» за последние 5 лет (2013–2017 гг. включительно) показано на рис. 2.

При исследовании выявленного массива охранных документов был проведен анализ сущности технических решений по буровым долотам. Они были проклассифицированы по назначению, по характеру воздействия на породу и по конструктивным особенностям.

По назначению буровые долота ориентировочно разделены на 3 группы:

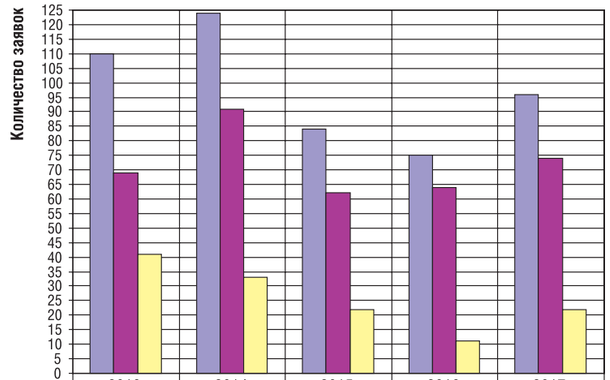
1) для бурения сплошным забоем;

2) для бурения кольцевым забоем;

3) для специальных целей и проведения вспомогательных работ (пикообразные, зарезные, расширители, фрезеры и др.).

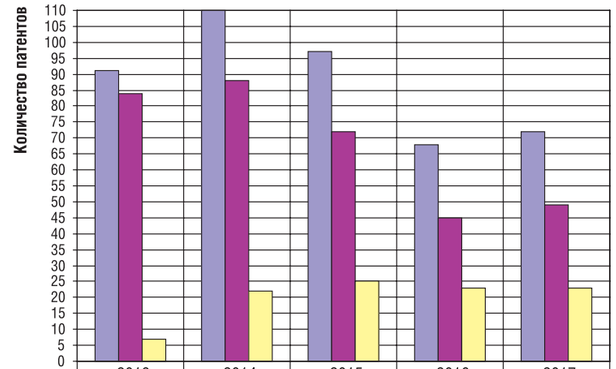
На рис. 3 показано количество опубликованных в 2016 и 2017 гг. патентов на буровые долота, распределенных по назначению.

РИС. 1. Количество поданных в ФИПС заявок по буровым долотам



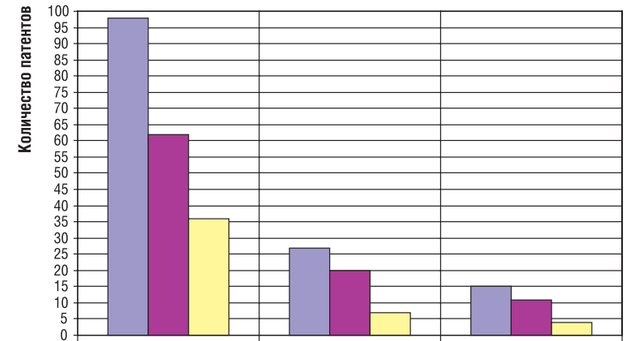

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|---|---|---|---|---|
| Всего | 110 | 124 | 84 | 75 | 96 |
| Отечественные | 69 | 91 | 62 | 64 | 74 |
| Иностранные | 41 | 33 | 22 | 11 | 22 |

РИС. 2. Количество охранных документов по буровым долотам




| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---|---|---|---|---|---|
| Всего | 91 | 110 | 97 | 68 | 72 |
| Отечественные | 84 | 88 | 72 | 45 | 49 |
| Иностранные | 7 | 22 | 25 | 23 | 23 |

РИС. 3. Количество охранных документов за 2016, 2017 гг., распределенных по назначению




| | Для бурения сплошным забоем | Для бурения кольцевым забоем | Для специальных целей |
|---|---|---|---|
| Всего | 98 | 27 | 15 |
| Отечественные | 62 | 20 | 11 |
| Иностранные | 36 | 7 | 4 |

РИС. 4. Количество охранных документов за 2016, 2017 гг., распределенных по характеру воздействия на породу

| | Шарошечные | Алмазные | Лопастные, со вставками | Шарошечно-лопастные | Для ударного бурения |
|---|---|---|---|---|---|
| Всего | 48 | 8 | 73 | 5 | 6 |
| Отечественные | 36 | 4 | 51 | 1 | 1 |
| Иностранные | 12 | 4 | 22 | 4 | 5 |

**Воздействие на породу**

Из рис. 3 видно, что велика доля патентов, приходящихся на долота для бурения сплошным забоем, причем интерес к указанным долотам проявляют и отечественные, и зарубежные заявители. В каждой из групп распределение российских и зарубежных заявителей примерно одинаково.

По характеру воздействия на породу буровые долота ориентировочно разделены на 5 групп:

1) дробящие и дробяще-скалывающие (шарошечные);
2) режуще-истирающие (алмазные, фрезерные);
3) режуще-скалывающие (лопастные, со вставками);
4) комбинированные (гибридные, шарошечно-лопастные);
5) для ударного бурения.

На рис. 4 показано количество опубликованных в 2016 и 2017 гг. патентов на буровые долота, распределенных по характеру воздействия на породу.

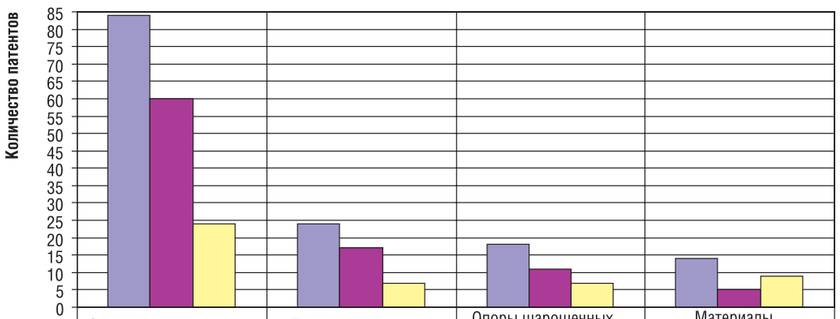
По характеру воздействия на породу наибольший интерес для заявителей представляют шарошечные и лопастные долота. Следует отметить, что количество иностранных патентовладельцев в патентном массиве России по комбинированным и ударным буровым долотам в разы превышает количество отечественных патентовладельцев. Прослеживается относительно высокая патентная активность зарубежных фирм по этим направлениям.

По самостоятельным конструктивным особенностям, влияющим на рост показателей работы буровых долот, они ориентировочно разделены на 4 группы:

1) элементы вооружения (износостойкие части);
2) промывочные и продувочные узлы;
3) опоры шарошечных долот, в том числе подшипниковые узлы опор, герметизация и смазка опор;
4) новые материалы, способы изготовления и сборки как деталей, так и буровых долот в целом.

На рис. 5 показано количество опубликованных в 2016 и 2017 гг. патентов на буровые долота, распределенных по указанным конструктивным особенностям. Из представленных данных видно, что элементы вооружения

РИС. 5. Количество охранных документов за 2016, 2017 гг., распределенных по конструктивным особенностям



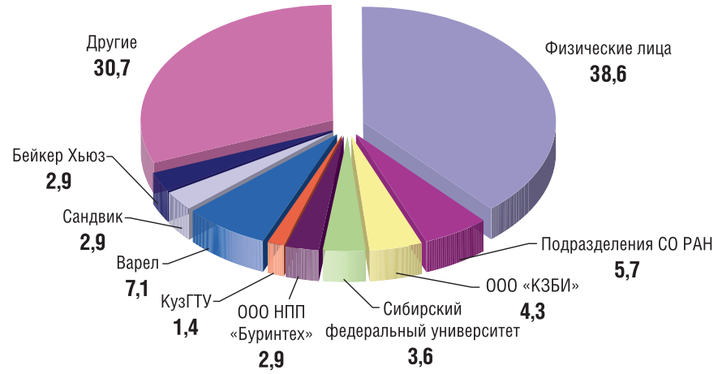

| | Элементы вооружения | Промывочные узлы | Опоры шарошечных долот | Материалы, изготовление, сборка |
|---|---|---|---|---|
| Всего | 84 | 24 | 18 | 14 |
| Отечественные | 60 | 17 | 11 | 5 |
| Иностранные | 24 | 7 | 7 | 9 |

**Конструктивные особенности**





РИС. 6. Основные обладатели охранных документов за 2016, 2017 гг. (в %)




буровых долот продолжают представлять наибольший интерес по сравнению с другими особенностями конструкции, поскольку контактирующие с забоем и стенками скважины части долот должны обладать комплексом высоких характеристик. В то же время остаются малонаполненными остальные три группы, причем доля иностранных патентовладельцев в последних велика по сравнению с отечественными, что говорит о меньшей концентрации внимания иностранных патентовладельцев только на элементах вооружения долот.

Из последних передовых изобретательских тенденций стоит выделить изготовление элементов долот из сверхтвердых и наноматериалов (за период 2016, 2017 гг. ориентировочно опубликовано 25 таких патентов, из них 10 с отечественными патентообладателями), в том числе развитие долот с поликристаллическими алмазными вставками (PDC), за аналогичный период ориентировочно опубликовано 15 таких патентов, из них 5 с отечественными патентообладателями, а также долот с конструктивными особенностями для осуществления горизонтального бурения, за аналогичный период опубликовано 5 таких патентов, 3 из них с отечественными патентообладателями.

Так, например, из последних изобретений, касающихся передовых технологий, можно отметить буровое долото, армированное алмазными режущими элементами (RU 2625832 C1, опубл. 19.07.2017), запатентованное Национальным исследовательским технологическим университетом «МИСиС». Долото содержит корпус с лопастями и установленными на них вставками PDC, а также защитное покрытие на всех рабочих поверхностях бурового долота. Авторы изобретения смогли разработать защитное покрытие с высокой износостойкостью и коррозионной стойкостью, с низким коэффициентом трения поверхностей, резко снижая сальникообразование. Указанное покрытие содержит нанесенный электрохимическим осаждением металл с алмазными микро- и наночастицами в определенном объемном соотношении, полученном в ходе испытаний.

Из вышесказанного следует, что отечественные патентообладатели уступают зарубежным по количеству выданных патентов по направлениям комбинированных шарошечно-лопастных долот, долот для ударного бурения, а также новых материалов для элементов долот.

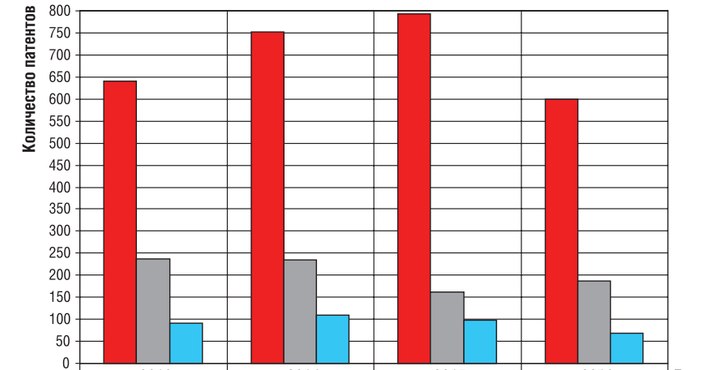
По географическому расположению среди отечественных патентовладельцев буровых долот в 2016,2017 гг. лидерами стали: Центральный федеральный округ (45%, в том числе г. Москва – 44%), Сибирский федеральный округ (16%), Южный федеральный округ (13%).

Анализ патентной активности (см. рис. 6) показал, что по количеству опубликованных охранных документов за 2016, 2017 гг. лидируют физические лица (около 40% от общего количества патентов), а также отечественные патентообладатели, среди которых можно выделить подразделения СО РАН (Якутск, Кемерово, Иркутск), ООО «Камышинский завод бурового инструмента» (Волгоградская область), Сибирский федеральный университет (Красноярск), ООО НПП «Буриntех» (Уфа), КузГТУ (Кемерово). Российский патентный рынок буровых долот представляет интерес и для зарубежных заявителей – в основном это фирмы Варел (США), Сандвик (Швеция), Бейкер Хьюз (США). В то же время практически не выявлены попытки проникновения отечественных заявителей на зарубежные патентные рынки.

В ходе анализа периодической литературы по буровым долотам за последние несколько лет выявлено наличие публикаций, раскрывающих сущность оригинальных методов решения проблем, однако они не защищены патентами и стали известными для широкого круга лиц, в том числе и за рубежом, что может привести к потере российского приоритета. В российском законодательстве (см. пункт 3 статей 1350, 1351 части 4 Гражданского кодекса РФ) существует норма, согласно которой раскрытие информации о сущности технического решения не является обстоятельством, препятствующим признанию патентоспособности технического решения, при условии подачи заявки в ФИПС в течение 6 месяцев со дня раскрытия информации. Зная это, отечественные заявители сначала могут опубликовать статью в журнале, а потом не позднее 6 месяцев со дня ее публикации подать заявку в ФИПС. Однако при этом следует учесть, что при подаче заявки в другие страны во многих из них не существует такой шестимесячной льготы и заявителю может быть противопоставлена его собственная статья. Такая ситуация часто имеет место и с отечественными заявками при подаче их в ФИПС, когда она подана позднее 6 месяцев со дня ее публикации в периодической литературе, книге, диссертации и т.п.

Таким образом, всесторонний анализ тенденций развития буровых долот необходим, чтобы видеть, какие виды долот и их конструктивные особенности развиваются более интенсивно, по каким направлениям выходят на российский патентный рынок

РИС. 7. Количество охранных документов по буровым долотам в инновационно ведущих зарубежных странах и в России




| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|---|---|---|
| Китай | 641 | 751 | 794 | 599 |
| США | 236 | 234 | 162 | 187 |
| Россия | 91 | 110 | 97 | 68 |

зарубежные патентообладатели. В данной статье проведено информационно-аналитическое исследование патентной документации по буровым долотам, дан обзор патентной ситуации. На современном языке такое исследование называется патентным ландшафтом, показывающим в общем виде патентную ситуацию в определенном технологическом направлении либо в отношении патентной активности субъектов инновационной сферы с учетом временной динамики и территориального признака: страны, региона или в мировом масштабе.

Главное преимущество патентного ландшафта заключается в возможности оперативного представления, сравнения и оценки соотношения лидеров, аутсайдеров, наиболее перспективных участников рынка либо технологий относительно других. Назначение или функция патентного ландшафта – создание из большого объема научно-технической информации нового знания, доступного для понимания широкого или целевых кругов потребителей информации о конкурентной среде и технологических трендах, и т. п.

Детальный анализ патентных документов по буровым долотам и обзор тенденций изобретательской активности позволяет дать будущему изобретателю очень ценную информацию, а именно – какие направления долот развиваются, а какие ниши еще не заполнены, какие компании лидируют в разработках, как могут пересекаться их направления разработок, с кем есть перспективы начать сотрудничество и пытаться предложить собственные разработанные технологии. Самостоятельное проведение такого анализа по различным направлениям может быть также рекомендовано и для студентов вузов на основе общедоступных инструментариев и патентных баз, а также ресурсов отделения ФИПС «Всероссийская патентно-техническая библиотека».

Для ориентировочного анализа общемирового патентного рынка, на рис. 7 показано распределение охранных документов, опубликованных в национальных ведомствах Китая, США и РФ в период 2013-2016 гг. на буровые долота по классу МПК E21B10. Из представленных данных следует, что культура патентования долот, например в Китае, превосходит количество российских патентов примерно в восемь раз.

В настоящее время Роспатент продолжает вести работу по разработке новых инструментов патентной аналитики для науки и бизнеса и по их доступности для изобретателей. Для российского научного общества создан инструментарий доступа и анализа патентной информации patScape.ru. С помощью patScape.ru ученый может получить много сведений: кто и что разрабатывает в его узкой области исследований, какие решения производятся, как авторы их охраняют, на какие рынки выводят, в каких областях применяют. Из патентных данных исследователь узнает, чем чужие решения отличаются от его разработок, сможет наладить кооперацию с авторами или найти другие подходы, чтобы усилить свои решения.

При проектировании, изготовлении и эксплуатации оборудования весьма актуально иметь оценку уровня его развития и тенденции его совершенствования, поскольку такая оценка необходима для качественной патентной защиты объекта промышленной собственности и получения исключительного права на него, ведь только патент наделяет своего владельца правом решать, каким образом изобретение может, и может ли, использоваться другими лицами. Необходимо отметить, что основу активной и эффективной патентной деятельности в современном государстве составляет стабильная работа научных учреждений и промышленности. При этом процесс защиты интеллектуальной собственности и, в частности, технических решений идет как вторичный процесс на базе основного производства. Наша страна медленно, но выходит из кризиса. Поэтому именно сейчас необходимо выработать меры, способствующие стимулированию и направлению в нужное русло деятельности людей по созданию интеллектуальной собственности. Это необходимо прежде всего для создания и развития уже имеющейся интеллектуальной основы наукоемких производств, без развития которых мы можем остаться на уровне сырьевого придатка Европы и Азии. ●

***Литература***

1. *Молчанова Е.А. Патентная охрана объектов промышленной собственности в нефтегазодобывающей отрасли: обзор. М., ПАТЕНТ, 2007, 107 с.*
2. *Богомолов Р.М., Носов Н.В. Буровой инструмент. Энциклопедия изобретений, в двух частях. М., Инновационное машиностроение, 2015, 827 с.*
3. *Палий П.А., Корнеев К.Е. Буровые долота. Справочник. Изд. 3-е. М., изд-во «Недра», 1971, 446 с.*
4. *Методические рекомендации по подготовке отчетов о патентном обзоре (патентный ландшафт) (утверждены приказом Роспатента от 23.01.2017 №8).*

KEYWORDS: *drill bit, patent, protection document, analyzation, patent activity, blade drilling bit, cutting structure, patent landscape, analytics.*





# О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

## Венесуэльская нефть с итальянским акцентом

3 марта 2008 г. государственная венесуэльская нефтегазовая корпорация Petroleos de Venezuela и итальянская ENI подписали пакет соглашений о совместной оценке объемов залежей сверхтяжелой нефти и ее последующей добыче в бассейне реки Ориноко с общим инвестированием в размере $10 млрд долл США.

Предполагалось добывать 300 тыс. барр сверхтяжелой нефти в день на блоке «Хунин-5». Кроме того, проект предусматривал полный цикл переработки добываемого сырья с применением итальянских технологий.

### • Комментарий Neftegaz.RU

Договоренности удалось воплотить в жизнь – 18 марта 2013 г. на блоке «Хунин-5» началась промышленная добыча тяжелой нефти. Нефтяной пояс Ориноко – один из самых крупных нефтеносных районов планеты – на сегодняшний день включает в себя 27 блоков добычи на площади в 55 тыс. км$^2$. Кстати, из 27 блоков 5 разрабатывают российские компании. Кроме того, 29 декабря 2017 г. стало известно, что 5 млрд барр нефти – запасы сертифицированного нефтяного месторождения № 1 Аякучо – поддержат только что созданную венесуэльскую криптовалюту El Petro, которая, по мнению президента Н. Мадуро, позволит Венесуэле продвинуться в вопросах валютного суверенитета, проводить свои финансовые операции и победить тяжелейший финансовый кризис.

## ЛУКОЙЛ присмотрел НПЗ в Италии

13 марта 2008 г. стало известно, что ЛУКОЙЛ, продолжая наступать в Европе, готов выложить около 3 млрд долл для покупки НПЗ в Италии. Сделка обеспечила бы завод нефтью, а ЛУКОЙЛ – серьезным активом в Средиземноморье.

Объект интереса ЛУКОЙЛА – комплекс Priolo на Сицилии, также называемый ISAB и состоящий из двух НПЗ, тогда принадлежал Erg – второй нефтеперерабатывающей компании Италии по величине рыночной доли. Мощность комплекса – 320 тыс. барр/сутки. Конкурентом российской компании выступала итальянская Saras.

### • Комментарий Neftegaz.RU

В 2008 г. сделка была осуществлена – ЛУКОЙЛ приобрел у ERG 49%-ную долю в СП по управлению НПК ISAB, в 2011 г. увеличив ее до 60%, в 2012-м – до 80%. В 2013 г. российская компания выкупила актив полностью. Долгое время ISAB считался самым прибыльным европейским НПЗ ЛУКОЙЛа в Европе, но в сентябре 2017 г. компания вдруг заявила о намерении продать свои европейские активы. Сначала интерес к покупке выразили компании из Ирана, Алжира, США и стран Персидского залива, а в декабре 2017 г. о желании приобрести сицилийский НПЗ заявила и азербайджанская SOCAR. Сам же ЛУКОЙЛ без спешки рассматривает все предложения, акцентируя внимание на том, что не планирует продавать актив в краткосрочный период.

## Рывок во времени Азербайджана

4 марта 2008 г. президент Азербайджана И. Алиев заявил, что в ближайшие несколько месяцев Азербайджан станет владельцем 80 % прибыльной нефти, добываемой на месторождении «Азери-Чираг-Гюнешли» (АЧГ), отметив: «То, чего добиваются другие страны за 50-60 лет, мы добились в кратчайшие сроки».

### • Комментарий Neftegaz.RU

Группа шельфовых месторождений в Каспийском море «Азери-Чираг-Гюнешли» разрабатывается Азербайджаном совместно с международным консорциумом с 1994 г. В конце апреля 2008 г. началась добыча на глубоководной части месторождения «Гюнешли». Своего пика (835,1 тыс. барр/сутки) добыча нефти достигла в 3-м квартале 2010 г. и с этого периода начала сокращаться, несмотря на введение в строй дополнительных эксплуатационных и технических скважин. Тем не менее актив остается выгодным. Так, в январе 2018 г. консорциум иностранных инвесторов за продление контракта на разработку АЧГ до 2050 г. согласовал выплату бонуса Азербайджану в размере 3,6 млрд долл США. Также Азербайджан получил от продления контракта другие выгоды: доля участия SOCAR увеличилась с 11 до 25 %, а также Азербайджану останется 75 % прибыльной нефти, добываемой на блоке АЧГ. ●

# ГУМАТ КАЛИЯ ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ

ПРЕДСТАВЛЕН СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ПРЕПАРАТА ГУМАТА КАЛИЯ ИЗ МЕСТНЫХ ТОРФОВ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА, ЗАЩИЩЕННЫЙ ПАТЕНТОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ № 2610956. ГУМАТ КАЛИЯ МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН В КАЧЕСТВЕ СТИМУЛЯТОРА РОСТА И РАЗВИТИЯ МНОГОЛЕТНИХ ЗЛАКОВЫХ ТРАВ, ВЫСЕВАЕМЫХ НА НАРУШЕННЫХ ТУНДРОВЫХ ПОЧВАХ С ЦЕЛЬЮ ИХ РЕКУЛЬТИВАЦИИ

*THE METHOD OF RECEIVING OF A POTASSIUM HUMATE PREPARATION FROM LOCAL PEATS OF THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG PROTECTED BY PATENT OF THE RUSSIAN FEDERATION ON INVENTION NO. 2610956 IS PRESENTED. THE POTASSIUM HUMATE CAN BE USED AS A STIMULATOR OF GROWTH AND DEVELOPMENT OF PERENNIAL CEREAL GRASSES SOWED ON THE DISTURBED TUNDRA SOILS FOR THE PURPOSE OF THEIR RECULTIVATION*

УДК 541.4+631.4:502.76

Ключевые слова: *торф, декальцинирование, экстракция, осаждение, гуминовые кислоты, очищение, гумат калия.*

**Р.В. Галиулин,**
**доктор географических наук, ведущий научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН**

**В.Н. Башкин,**
**доктор биологических наук, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и Института физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН**

**А.О. Алексеев,**
**доктор биологических наук, руководитель лаборатории Института физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН**

**Р.А. Галиулина,**
**научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН**

**А.К. Арабский,**
**доктор технических наук, заместитель главного инженера ООО «Газпром добыча Ямбург»**

При техногенезе, и в частности при функционировании газовой промышленности на Крайнем Севере не исключается нарушение тундровых почв, когда они лишаются растительного покрова и верхнего плодородного слоя, в результате проезда техники, связанной с проведением геологоразведки, бурением скважин и обустройством промыслов. Чтобы избежать опустынивания ландшафтов, необходимо принять оперативные меры по рекультивации нарушенных тундровых почв. Ранее нами была описана инновационная биогеохимическая технология рекультивации нарушенных тундровых почв, успешно реализуемая в настоящее время на Тазовском полуострове (Ямало-Ненецкий автономный округ, 67°15' с.ш., 74°40' в.д.) в районе функционирования ООО «Газпром добыча Ямбург», рис. 1 [1]. Суть данной технологии состоит во внесении местного торфа в нарушенные тундровые почвы с учетом их гранулометрического состава или полной влагоемкости в зависимости от рельефа местности,

РИС. 1. Карта-схема территории реализации инновационной биогеохимической технологии рекультивации нарушенных тундровых почв

**1** – полуостров Ямал; **2** – Тазовский полуостров (68°09' с.ш., 76°02' в.д.); **3** – Гыданский полуостров; 4 – междуречье рек Пур и Таз; **а** – реки; **б** – озера; **в** – болота





РИС. 2. Патент Российской Федерации на изобретение № 2610956. Способ получения гумата калия из местных торфов Ямало-Ненецкого автономного округа. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Алексеев А.О., Галиулина Р.А., Мальцева А.Н., Ямников С.А., Николаев Д.С., Мурзагулов В.Р.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ
НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2610956

СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ГУМАТА КАЛИЯ ИЗ МЕСТНЫХ ТОРФОВ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Патентообладатели: *Общество с ограниченной ответственностью "Газпром добыча Ямбург" (RU), Государственное автономное учреждение Ямало-Ненецкого автономного округа "Окружной технологический парк "Ямал" (RU)*

Авторы: *см. на обороте*

Заявка № 2015148114
Приоритет изобретения 09 ноября 2015 г.
Дата государственной регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 17 февраля 2017 г.
Срок действия исключительного права на изобретение истекает 09 ноября 2035 г.

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности* Г.П. Ивлиев

посеве и выращивании на них многолетних злаковых трав с использованием получаемого из местного торфа гумата калия (калийной соли гуминовых кислот), как стимулятора роста и развития этих растений. Установлено, что гумат калия особенно эффективен в начальный период роста и развития растений, а также в период наибольшего напряжения биохимических процессов, индуцированных водным или температурным стрессом. Данное вещество активизируя обменные процессы и обладая мембранотропным действием, повышает устойчивость растений к такому неблагоприятному фактору внешней среды в условиях Крайнего Севера, как низкой температуре. Калий, входящий в состав данного вещества способствует нормальному течению фотосинтеза, образованию и накоплению в растениях витаминов и стимулирует работу многих ферментов.

Основная цель настоящей работы заключалась в представлении способа получения препарата гумата калия из местных торфов Ямало-Ненецкого автономного округа, защищенного патентом Российской Федерации на изобретение № 2610956, рис. 2 [2]. Ключевым моментом данного способа явился сопоставительный анализ состава гуминовых кислот гумуса торфа из Тазовского полуострова (Ямало-Ненецкий автономный округ) с торфом из Среднего Приобья (Ханты-Мансийский автономный округ, 62°15' с.ш., 70°10' в.д.), чтобы доказать природную целесообразность использования препарата гумата калия, получаемого из местных торфов для рекультивации нарушенных тундровых почв.

## Сопоставительный анализ состава гуминовых кислот гумуса различных торфов

Как известно, гуминовые кислоты представляют собой группу веществ, извлекаемых из торфа щелочами в виде более или менее темноокрашенного раствора и осаждаемые минеральными кислотами в виде аморфного осадка – геля [3]. Данные вещества являются высокомолекулярными химическими соединениями, в которые кроме углерода (C), водорода (H), кислорода (O) и азота (N) входят фосфор (P), сера (S), кремний (Si), железо (Fe) и алюминий (Al).

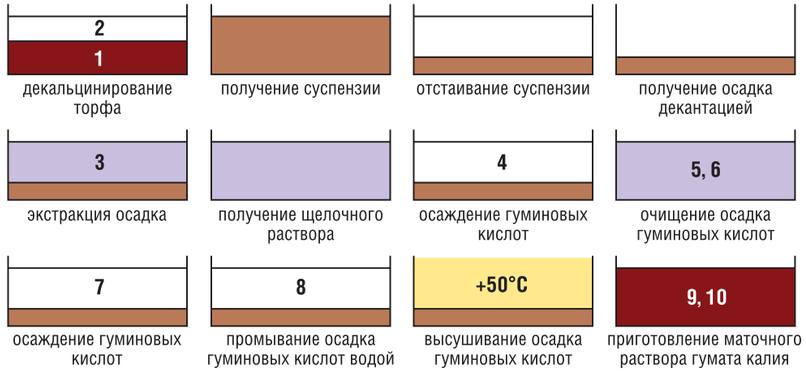
Сопоставительный анализ состава гуминовых кислот гумуса различных торфов был проведен методом ядерно-магнитно-резонансной $^{13}C$-спектроскопии, что позволило определить относительное содержание атомов алифатического, ароматического, полисахаридного и карбоксильного углерода в структурных фрагментах гуминовых кислот гумуса торфа [4]. Статистическая обработка результатов исследований показала, что только в образце торфа из Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) были установлены существенные различия между содержаниями алифатического и ароматического

ТАБЛИЦА 1. Сравнительная оценка содержания различных видов углерода (%) в структурных фрагментах гуминовых кислот гумуса торфов Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) и Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО)

| Вид углерода | ЯНАО | ХМАО [5] |
|---|---|---|
| Алифатический | 37,9–54,0 | 42,2–47,1 |
| Ароматический | 14,1–23,2 | 36,3–42,1 |
| Полисахаридный | 23,1–26,8 | 5,5–13,3 |
| Карбоксильный | 7,9–10,1 | 4,7–8,8 |

углерода, то есть первого вещества было в 2,3–2,7 раза больше, чем второго вещества. Это свидетельствует о том, что интенсивность разложения органического вещества в торфе из ЯНАО меньше, а, следовательно, больше накапливается гумуса, обусловленного климатическими условиями гумусообразования в данном регионе (табл. 1).

РИС. 3. Технологическая схема получения гумата калия из гуминовых кислот гумуса торфа




1 – торф;
2 – 0,1 н раствор $H_2SO_4$;
3 – 0,1 н раствор NaOH;
4 – 10%-й раствор HCl;
5 – 0,1 н раствор NaOH;
6 – $Na_2SO_4$;
7 – 0,1 н раствор HCl;
8 – дистиллированная вода;
9 – 0,1 н раствор KOH;
10 – дистиллированная вода

Содержание полисахаридного углерода в образце торфа из ЯНАО было в 2,0–4,2 раза больше, чем в образце торфа из Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), что указывает на большую роль полисахаридов в формировании гуминовых кислот в гумусе торфа из ЯНАО.

Итак, сопоставительный анализ состава гуминовых кислот гумуса торфов из ЯНАО и ХМАО, проведенный методом ядерно-магнитно-резонансной $^{13}C$-спектроскопии, подтверждает природную целесообразность использования местных торфов для получения препарата гумата калия, что объясняется спецификой содержания отдельных видов углерода в структурных фрагментах гуминовых кислот гумуса торфа.

## Способ получения препарата гумата калия из торфа

Способ получения препарата гумата калия из торфа состоит из нескольких последовательно выполняемых этапов. Так, на первом этапе осуществляют декальцинирование торфа 0,1 н раствором серной кислоты ($H_2SO_4$) при соотношении 1:20. Полученную суспензию оставляют на 1 сутки и после ее отстаивания раствор от твердой фазы отделяют декантацией, то есть путем сливания раствора с осадка (рис. 3). На втором этапе проводят 4–5 кратную экстракцию (продолжительностью 20 часов) гуминовых кислот из полученного осадка 0,1 н раствором гидроксида натрия (NaOH) при соотношении 1:15. Затем твердую фазу от щелочного раствора отделяют центрифугированием. На третьем этапе из полученного щелочного раствора осаждают (в течение 1 суток) гуминовые кислоты 10%-м раствором соляной кислоты (HCl) при соотношении 50:1 с последующим отделением осадка также центрифугированием. На четвертом этапе проводят очищение полученного осадка гуминовых кислот путем растворения в 0,5–1 л 0,1 н раствора гидрооксида натрия (NaOH), а также добавления сульфата натрия ($Na_2SO_4$) для коагуляции минеральных частиц и последующего центрифугирования щелочного раствора. Гуминовые кислоты осаждают добавлением 0,1 н раствора соляной кислоты (HCl) до установления pH 1-2. Затем осадок гуминовых кислот многократно промывают дистиллированной водой до установления pH 6 и высушивают в термостате при 50°C. На пятом этапе из полученного порошка гуминовых кислот готовят 2,5%-й маточный раствор гумата калия посредством добавления в соответствующую навеску вещества 0,1 н раствора гидрооксида калия (KOH) и дистиллированной воды с последующим доведением pH искомого раствора до значения равного 7 единицам, контролируемого потенциометрическим методом.

Данный способ позволяет получать химически чистые гуминовые кислоты и гумат калия из местных торфов, практически не затрагивающий структуру исходных гуминовых кислот. Полученный препарат гумата калия в виде водных растворов определенных концентраций используют для замачивания семян перед посевом, корневой подкормки и некорневой подкормки (опрыскивания) в период вегетации растений, что позволяет формировать на нарушенных тундровых почвах густой покров из многолетних злаковых трав и плотный дерн, как признак восстановления их плодородия.

## Заключение

Таким образом, местный торф Ямало-Ненецкого автономного округа имеет свою специфику в содержании отдельных видов углерода в структурных фрагментах гуминовых кислот гумуса торфа, что подтверждает природную целесообразность получения из него препарата гумата калия. О практической значимости представленного способа получения препарата гумата калия из местных торфов Ямало-Ненецкого автономного округа для рекультивации нарушенных тундровых почв свидетельствует его защищенность патентом Российской Федерации на изобретение № 2610956. ●

***Литература***

1. *Galiulin R.V., Bashkin V.N., Alekseev A.O., Galiulina R.A., Arabsky A.K. Innovative biogeochemical technology for recultivating disturbed soils of the Taz peninsula // In: Ecological and Biogeochemical Cycling in Impacted Polar Ecosystems. New York: Nova Science Publishers, 2017. P. 155–166.*
2. *Патент Российской Федерации на изобретение № 2610956. Способ получения гумата калия из местных торфов Ямало-Ненецкого автономного округа. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Алексеев А.О., Галиулина Р.А., Мальцева А.Н., Ямников С.А., Николаев Д.С., Мурзагулов В.Р. Опубликовано: 17.02.2017 г. Бюллетень № 5.*
3. *Возбуцкая А.Е. Химия почвы. М.: Высшая школа, 1968. 428 с.*
4. *Калабин Г.А., Каницкая Л.В., Кушнарев Д.Ф. Количественная спектроскопия ЯМР природного органического сырья и продуктов его переработки. М., 2000. 407 с.*
5. *Сартаков М.П. Спектроскопия ЯМР $^{13}C$ гуминовых кислот торфов Среднего Приобья // Химия растительного сырья. 2008. № 3. С. 135–139.*

KEYWORDS: *peat, decalcification, extraction, sedimentation, humic acids, purification, potassium humate.*

## «ЭКСТРАОРДИНАРНЫЙ» РОСТ ВЫРАБОТКИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ТОМУ, ЧТО США СТАНУТ ПРОИЗВОДИТЬ БОЛЬШЕ НЕФТИ, ЧЕМ РОССИЯ

THE TIMES

Эмили Госден

США могут потеснить Россию и стать крупнейшим в мире производителем нефти к концу этого года, благодаря «экстраординарному» росту выработки, по заявлению Международного энергетического агентства. Возобновление бурения в США может воспрепятствовать попыткам ОПЕК вернуть нефтяной рынок в состояние равновесия и повысить цены на нефть.

По словам МЭА, производство в США скоро перерастет производство в Саудовской Аравии и к концу этого года также перерастет российское производство, сделав США мировым лидером.

В прогнозе подчеркивается влияние на мировые нефтяные рынки шельфовой революции в Америке, позволившей производителям использовать фрэкинг для разработки огромных материковых нефтяных ресурсов.

## НАШ РОССИЙСКИЙ «ТРУБОПРОВОД» И ЕГО УЖАСНАЯ ЦЕНА

The Boston Globe

Чтобы построить новый терминал для экспорта газа стоимостью в 27 млрд долл США в Северном Ледовитом океане, за счет которого сейчас существует Массачусетс, российские компании пробурили скважины в хрупкой вечной мерзлоте и встроили новый международный аэропорт в девственный ландшафт, место обитания северных оленей, полярных медведей и моржей. Они раскопали нерестовые места находящегося под

угрозой вымирания сибирского осетра в устье Оби, чтобы разместить там крупные суда, и заказали строительство флотилии тысячефутовых танкеров-ледоколов, которые могут уничтожить тюленей и нарушить среду обитания китов, в то время как они перевозят сверхохлажденный газ, предназначенный для Азии и Европы.

## ГАЗОВОЕ ПАРТНЕРСТВО С РОССИЕЙ

Allgemeine Zeitung

Марио Мерен

Эмиссия CO2 в Германии за последние 10 лет остается практически неизменной и находится на устрашающем уровне – 750 млн в тонн в год. После катастрофы на Фукусиме Германия фактически заменила ядерную энергию угольной. Около 40% электроэнергии в стране вырабатывается на угольных электростанциях. Доля электростанций, работающих на природном газе, составляет лишь 13%.

Основная идея энергетического поворота в 2011 г. была в том, чтобы заменить атомную энергию и уголь возобновляемыми источниками и природным газом. Однако неправильная мотивация на рынке извратила эту идею: угольные электростанции стали быстро развиваться, а с инвестициями в современные газовые электростанции затягивали.

Германии необходимо самой добывать природный газ. Однако одно лишь внутреннее производство не покроет наши потребности. Германии и ЕС нужны сильные партнеры.

Без Газпрома и других российских предприятий в Германии не будет надежного энергоснабжения.

Зависимость в энергетическом секторе взаимна: ЕС нуждается в энергии, России нужны доходы от продажи. Эта взаимозависимость дает шансы. Вместо «взаимной зависимости» можно было бы поговорить в положительном плане и о партнерстве. ●

Современная клиника
косметологии
на Патриарших прудах

ЛАНЦЕТЪ Центр

## ЛАЗЕРНАЯ КОРРЕКЦИЯ БОРОДЫ
## Такого нет ни в одном барбершопе

- Идеальный контур без ежедневной коррекции.
- Передовые лазерные технологии для любых видов эпиляции.

**НОВИНКА**

## КРИОЛИПОСАКЦИЯ
## Zeltiq Coolsculpting

**ХИТ**

- Убирает до 35% локальных жировых отложений за 1 процедуру.
- Жировые клетки, из обрабатываемой зоны, выводятся навсегда.
- Безопасность процедуры гарантирована производителем.

## СУХОЕ РУКОПОЖАТИЕ
## Инъекции против гипергидроза

- Быстрый метод по борьбе с потливостью в зоне ладоней, подмышечных впадин и ступней.

г. Москва, ул. Спиридоновка, д. 24/1
тел.: +7 (495) 663-39-49
delight-lancette.ru

РЕКЛАМА

# Мужская косметология

Как известно: «Встречают по одежке, провожают по уму». В наше время имидж успешного мужчины складывается  не только из костюмов, галстуков и запонок. Ухоженный внешний вид – один из самых ярких критериев в восприятии образа руководителя, топ-менеджера и владельца бизнеса.

## Что может предложить современная косметология мужчинам?

В первую очередь – это решение не столько эстетических проблем, сколько повышение жизненного комфорта. Например, можно устранить гипергидроз (потливость в области ладоней, ступней и подмышечных впадин). Сухое рукопожатие и сухая рубашка только добавят уверенности. Многие мужчины так

же испытывают дискомфорт от влажных ног, особенно когда приходится долгое время проводить в обуви. Инъекции препаратами Диспорт и Ботокс безопасны и подарят вам сухость на срок до 6 месяцев.

Современные аппаратные методики шагнули далеко вперед и позволяют сделать процедуры более быстрыми и безболезненными. Сводят к минимуму травматичность и дискомфорт.
Лазерная коррекция бороды – хит этого сезона. Такого нет ни в одном барбершопе.
Современная лазерная эпиляция совершенно безболезненна и безопасна. Можно убрать нежелательные волосы не только на лице, но и на шее, плечах, груди. Аппарат Deka Moveo (Италия)  — это высокоскоростной александритовый лазер. Благодаря 20 — миллиметровому сапфировому наконечнику с частотой импульсов 10 Гц обработка участка кожи размером 10см на 10см проходит за пятнадцать минут.

Комфортность процедуры обеспечивает особая система охлаждения, встроенная в наконечник. Отсутствие любого покраснения, и  неприятных ощущений удовлетворит обладателей даже самой чувствительной кожи. Аппарат Fotona Dynamis (США) – точечно удаляет волоски любой толщины и любого цвета, что позволяет сделать коррекцию бороды идеально.

Криолиполиз (криолипосакция) – инновационная косметическая процедура, ведущая к значительному уменьшению жировых отложений под воздействием холода. Ведущие мировые косметологи уже окрестили данный способ коррекции, как «инновационный». В чем же суть данного метода и за счет чего криолиполиз является одним из наиболее эффективных способов безоперационной липосакции? Давайте разбираться.
Разные клетки нашего организма по-разному способны переносить воздействие низких температур. К примеру, наша кожа достаточно легко переносит холод и способна быстро восстанавливаться. Жировые клетки же, не имеют подобной защиты, поэтому легко разрушаются под действием криолиполиза, что приводит к необратимой утрате лишнего подкожного жира. Стоит отметить, что при данной методике, клетки жировой ткани погибают естественным путем, с помощью так называемого «апоптоза». Это приводит к тому, что после процедуры не наблюдается выраженной воспалительной реакции, так как продукты распада клеток не попадают в кровоток.
Метод позволяет убирать жировую ткань в определенных местах, не затрагивая при этом остальную часть тела. Обратите внимание, что аппарат работает только с подкожными жировыми отложениями. Он не затрагивает висцеральный жир, который откладывается на внутренних органах.
Криолиполиз на аппарате Zeltiq высокотехнологичен и безопасен, а значит не стоит бояться таких вещей, как переохлаждение. Аппарат автоматически регулирует оптимальную температуру воздействия и плотность захвата кожи. При любом отклонении от нормы, оборудование отключается автоматически, что делает метод безопасным и комфортным.
Процесс разрушения жировой ткани начинается сразу после процедуры, и длится 3-4 месяца. Первые изменения становятся заметными уже спустя 2-3 недели. При необходимости, процедуру можно повторить через 8 недель, но, как правило, даже одна процедура приводит к значительному уменьшению жировых отложений на 30-50%. Жировая ткань не заменяется новой, поэтому результат ярко выраженный и долговременный.
Как все происходит?
Доктор в клинике проводит осмотр и совместно вы определяете зоны, которые необходимо скорректировать. Затем вы поудобнее устраиваетесь на кушетке с книгой или фильмом, и доктор устанавливает насадку на выбранную зону. Вакуум затягивает складку, и в течение 35-60 минут аппликатор замораживает жировые клетки.

Так же мы предлагаем:

- удаление татуировок;
- удаление родинок, бородавок, папиллом, мозолей;
- шлифовку шрамов и рубцов;
- шлифовку постакне;
- удаление пигментации;
- массажи лица и тела;
- и многое другое.

Модераторы конференции Арктика-2018

Д. Федотов

Участники конференции Обустройство нефтяных месторождений

А. Прыгаев

С. Загиров

С. Зацепин

К. Якимович

Участники XII конференции Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России

Т. Мордасова

Е. Сотскова

А. Аблаев

Ф. Жагфаров

С. Калиберда

Д. Лебский

А. Чудесова

Участники XII конференции Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России

В. Баженов

Участники конференции Обустройство нефтяных месторождений

Ф. Найманбаев

Ю. Савченко

Участники конференции Арктика-2018

Л. Твердохлебов

Ф. Тухбатуллин

Стенд компании Логика на конференции Арктика-2018

А. Можчиль

А. Харитонов

Участники XII конференции Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России

# УСТАНОВКИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

## *1. Оборудование и инструмент в НГК*

### *1.1.1.1. Геологоразведочное оборудование*

### *1.1.1.1.2. Установки геологоразведочного бурения и узлы*

Установки, предназначенные для бурения структурно-поисковых и геофизических скважин на нефть, газ, воду и др.

Установки для разведочного бурения должны характеризоваться следующими элементами: электродвигатель; пускорегулирующая, осветительная и сигнальная аппаратура; двигатель внутреннего сгорания; устройства для отвода промывной жидкости от устья скважины; устройства для отвода пыли и шума от устья скважины; устройства для механизированной укладки керна; устройства для ведения операция по перемещению, погрузке и разгрузке технологического инструмента; ограничители переподъема; предупреждающие затаскивание фарштуля или талевого блока в кронблок; устройства сигнализации о приближении к проводам действующих ЛЭП; двусторонняя сигнализация, гидроприводы, пневмоприводы, электроприводы, электрокоммуникации, пульт управления установкой.

Основные типы установок для геологоразведочного бурения на нефти и газа:

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2А2

Предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками.

Установка главным образом имеет: перемещающийся вращатель с гидроприводом (используется в процессе бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при бурении).

Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах.

Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика.

Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта, установка бурового насоса.

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-4Т

Бурение геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой, продувкой забоя или шнеками. Транспортной базой установки служит тралевочный трактор, на котором установлена мачта 1 и смонтированы установочная рама 3, цилиндр подъема мачты 4, раздаточная коробка 2, промежуточный вал, пульт управления 5, обвязка гидросистемы, каретка, установка опорных домкратов, патрон для шнеков, элеватор, вращатель 6, талевая система 7, герметизатор, шламозащитное устройство и сальник.

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А

Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебёдки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебёдки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъёма талевого блока; ограничителя грузоподъёмности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для контроля; гидропневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащённого искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием; звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащённой осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В

Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

# БЛОЧНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА

## *1. Оборудование и инструмент в НГК*

*1.1.1. Буровое оборудование и инструмент*

*1.1.1.2. Буровые установки и их узлы*

Блочные буровые установки ББУ 000 с гидравлическим приводом подвижного вращателя предназначены для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые и строительные материалы.

ББУ обеспечивает колонковое и бескерновое бурение с промывкой/с продувкой, ударно-вращательное колонковое бурение с использованием колонковых наборов. Комплектация установки гидромолотом позволяет отбирать пробы грунта ненарушенной структуры забивными грунтоносами.

С помощью монтажных комплектов ББУ 000 устанавливается на транспортные средства, соответствующей грузоподъемности.

| ОСОБЕННОСТИ УСТАНОВКИ |
|---|
| - подвижный вращатель с проходным шпинделем с приводом от регулируемого гидромотора обеспечивает высокооборотное алмазное бурение |
| - конструктивные особенности металлоконструкции обеспечивают наклонное и вертикальное бурения скважин; |
| - для повышения устойчивости установки при бурении стойка механизма подачи имеет систему «дампинга» (продольное перемещение стойки до упора в грунт с фиксацией); |
| - малые габариты и вес установки, а также ее блочная конструкция обеспечивают доставку установки в труднодоступную местность средствами малой авиации, легкими гусеничными транспортными средствами, а при необходимости вручную силами буровых бригад; |
| - возможность произвольного размещения блоков установки на рабочей площадке в пределах длины РВД; |
| - возможность монтажа на транспортных средствах с грузоподъемностью от 900 кг силами потребителя |



РЕКЛАМА

MIOGE Moscow
ufi Approved Event
15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ
18–21 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14
www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА
по результатам опроса профессионалов отрасли
Лучший бренд в группе Российские нефтегазовые выставки
MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow
14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017
607 компаний-участников Выставки и Конгресса
35 стран-участников Выставки и Конгресса
18 500 посетителей
25 873 кв.м выставочной площади
50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки
235 докладчиков
1 000 делегатов

ITE
ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru
ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей
Союз нефтегазопромышленников России

*«Если я говорил, что добыча нефти прекратится, то я ошибался»*

**В. Путин**

*«Развернулась борьба, битва за мозги и здесь очень важно нефтяной отрасли не проиграть битву за молодые мозги, за таланты»*

**А. Дюков**

*«Я не понял, как должно функционировать расширение европейской газовой директивы на газопроводы вне внутреннего рынка ЕС (о Северном потоке-2)»*

**М. Варниг**

*«Роботизация систем бурения дает экономию до 40 дней в году на одну буровую»*

**А. Новак**

*«Важный аспект – стабильность, предсказуемость и равный подход ко всем нефтяным компаниям»*

**В. Алекперов**

*«Мы предполагаем, что к середине 2020-х гг. объемы добычи нефти достигнут около 120 млн тонн в Арктической зоне»*

**И. Шпуров**

*«Мяч сейчас на украинской стороне и в отношении погашения долга, и в отношении начала поставок газа»*

**Д. Медведев**

*«За счет запуска «Ямал СПГ» НОВАТЭК стал мировым игроком»*

**М. Джетвей**

*«Если мы сумеем создать государственную управляющую платформу, то у нас откроются возможности достигать 5% и 7% роста ВВП»*

**А. Кудрин**




Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

*Economical*
*Environmentally friendly*
*Energy efficient**

РЕКЛАМА

- Напряжение 380 - 660 В
- Мощность 7,5 - 30 кВт
- Частота вращения 3000 - 500 об/мин
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Увеличен КПД. Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

*Экономичный, экологичный, энергоэффективный

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

# МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ КАБЕЛЕНЕСУЩИЕ СИСТЕМЫ

## Комплексное решение для прокладки кабеля

- Создание трасс различной конфигурации
- Проектная и техническая поддержка
- Быстрый удобный монтаж
- Надежное телескопическое соединение
- Устойчивость к коррозии
- Российское производство

МАРКА №1 В РОССИИ

Производство листового лотка осуществляется на автоматизированной высокоскоростной линии

Новая продукция — STRUT-профиль, выпускается на современной высокотехнологичной линии

Испытание лотка на безопасную рабочую нагрузку проводится на автоматизированном стенде

Увеличенный складской запас металлолотка гарантирует поставку продукции точно в срок

**www.iek.ru**

РЕКЛАМА