



КЛЮЧИ  
К БАЖЕНУ

ВТОРИЧНЫЕ  
КОЛЛЕКТОРЫ



10 лет

# Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[6] 2017

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ  
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ



Входит в перечень ВАК

# Обгоняет время. Новый Audi Q5



#ВсеБудетAudi

**Ауди Центр Север**

Ленинградское шоссе, 63Б, +7 (495) 785 27 27, [www.audi-sever.ru](http://www.audi-sever.ru)

**4** года  
гарантии

На автомобили марки Audi производителем предоставляется гарантия качества на срок 2 года, а также на дополнительные 2 года или до достижения общего пробега автомобиля 120 000 км (в зависимости от того, какое событие наступит ранее), при этом в первые 2 года пробег не ограничивается и не учитывается.

Реклама

## Ставка на ТРИЗ



8

## Ключи к Бажену



12

# СОДЕРЖАНИЕ

## 30-стадийный прорыв



22

## Инновационные технологии освоения запасов высоковязкой нефти



26

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Опасная стратегия безопасности 6

Ставка на ТРИЗ 8

События 10

ПЕРВАЯ СТРОЧКА

Ключи к Бажену. «Газпром нефть» запускает национальный проект по разработке ТРИЗ 12

БУРЕНИЕ

Непрерывные улучшения: от теории к практике 18

ДОБЫЧА

30-стадийный прорыв 22

Календарь событий 25

Инновационные технологии освоения запасов высоковязкой нефти 26

КАДРЫ

Эффективность социальных технологий. ССК: курс на преемственность 34

ОБОРУДОВАНИЕ

Расчет сложных пространственных конструкций нефтехимического оборудования на сейсмические воздействия с помощью прямого динамического анализа 38

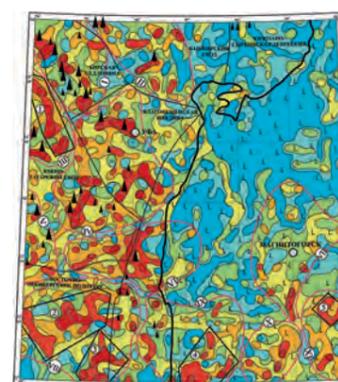
Объединение для общих целей 42

## Информационный мониторинг бурения скважин и ГРП

44



## Геохимическое картирование



50

## Вторичные коллекторы



62

## Гидроразрыв пласта



86

## ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Информационный мониторинг бурения скважин и ГРП 44

Исследования горизонтальных скважин с применением систем байпасирования УЭЦН 46

Геохимическое картирование. Расширение ресурсной базы востока ВолгоУральской нефтегазоносной провинции 50

Методика дифференцированной оценки емкостных параметров биогермных карбонатных пород-коллекторов 56

Россия в заголовках 61

Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна 62

## РЫНОК

Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа как основа повышения эффективности геологоразведочных работ 76

## НЕФТЕСЕРВИС

Гидроразрыв пласта. Анализ применяемых конструкций якорящих узлов, используемых при проведении ГРП 86

Увеличение нефтеотдачи в свете новых достижений академической науки 90

Нефтегаз *Life* 94

Классификатор 96

Цитаты 100

## 753 года назад

В 1264 году итальянский путешественник М. Поло, проезжавший по территории современного Азербайджана, сообщил, что местные жители собирали нефть, просачивающуюся из земли.

## 517 лет назад

В 1500 году в Польше впервые стали использовать нефть для освещения улиц. Нефть поступала из района Карпат.

## 168 лет назад

В 1849 году впервые был получен керосин, заслуга принадлежит канадскому геологу А. Геснер.

## 131 год назад

В 1886 году германские инженеры К. Бенц и В. Даймлер создали автомобиль, работавший на бензиновом двигателе. До этого бензин считался побочным продуктом, получаемым при изготовлении керосина.

## 112 лет назад

В 1905 году в Баку случился первый в мировой истории масштабный пожар не нефтяных приисках.

## 97 лет назад

В 1920-е годы начались масштабные исследования по созданию особо чистого авиационного топлива, что напрямую определяет летные качества самолетов.

## 85 лет назад

В 1932 году в Бахрейне открыты месторождения нефти.

## 61 год назад

В 1956 году разразился Суэцкий кризис. После вторжения англо-французских войск в Египет мировые цены на нефть выросли вдвое.

## 42 года назад

В 1975 году Конгресс США принял решение создать стратегический нефтяной запас в стране чтобы снизить зависимость экономики от экспортной нефти в будущем. Запасы в 700 млн барр нефти находится в глубоких пещерах.

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Светлана Вяземская

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Ведущий аналитик**  
Артур Гайгер

**Журналисты**  
Анна Игнатьева,  
Татьяна Абрамова,  
Елена Алифирова  
Ольга Цыганова

**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.



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

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Представитель в Евросоюзе**  
Виктория Гайгер

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Ольга Иванова  
Кирилл Болтаев  
Валентина Горбунова  
Ольга Щербакова  
Ольга Ющенко  
Елизавета Кобцева  
Роман Прокоп  
Дмитрий Муханов

**Выставки, конференции,  
распространение**  
Татьяна Петрова  
Иван Морозов

**reklama@neftgaz.ru**  
Тел: +7 (495) 650-14-82

**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.neftgaz.ru  
e-mail: info@neftgaz.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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии  
«МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



Колонна ТМК:  
от кондуктора до башмака

ПАО «ТМК»  
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а  
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601  
www.tmk-group.ru



В. Путин утвердил стратегию экономической безопасности России



Одна из глобальных угроз – стремление развитых государств использовать свои технологии, в качестве инструмента конкуренции



Межгосударственные экономические объединения создаются без участия России



У России отсутствует доступ к иностранным технологиям

## ОПАСНАЯ СТРАТЕГИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Анна Павлихина

В середине мая В. Путин утвердил стратегию экономической безопасности России на период до 2030 г.

Цель документа – предотвратить кризисные явления в ресурсно-сырьевой, производственной, научно-технологической и финансовой сферах, а также повысить качество жизни граждан. Цель достойная, а главное – понятная и логичная. Можно сказать, единственно необходимая в сложившихся жизненных реалиях. Вопросы вызывает другое, а именно пути, которыми страна пойдет к этой цели. Определены эти пути задачами государственной политики, а также «внешними и внутренними угрозами».

Наряду с изменениями на мировых торговых и финансовых рынках, к основным угрозам создатели документа относят стремление развитых государств использовать свои преимущества, в том числе информационные технологии, в качестве инструмента глобальной конкуренции. Здесь сразу возникает вопрос: почему условия здоровой конкуренции, без которой не может существовать рынок, интерпретируются, как угроза. Соревновательный дух всегда был основой прогрессивного развития, рассматривать наличие технологий и преимуществ у конкурентов следует не как угрозу, а как вызов, как стимул к собственному развитию.

Одновременно в качестве одной из первых в перечне задач гос. политики обозначено повышение суверенитета. Если суверенитет рассматривается, как некая автономия, то, безусловно, она нужна в части наличия стратегических производств. Однако, такая постановка задачи вызывает опасения еще большего обособления от остального мира – экономического, социального и, прежде всего, научного пространства, которое давно существует, как интернациональное.

Процессы глобализации связывают различные аспекты жизни государств по принципам мембранной теории – существовать в отрыве становится невозможно. Понимая это, авторы концепции в качестве одной из «угроз», требующей наибольшего внимания, отмечают создание межгосударственных экономических объединений без участия РФ. Очевидно, что исправить такое положение можно лишь изменив поведение на международной арене, а для этого



изменения должны начинаться далеко за пределами стратегии экономической безопасности – в границах менталитета власти.

Кроме того, стратегия предусматривает совершенствование механизма ответных мер в случае западных санкций. Но не предусматривает разработку мер, которые позволили бы избежать этих санкций.

Также в Стратегии отмечена опасность, связанная с ограничением доступа к современным технологиям. Сложно не согласиться, но хочется переформулировать: опасность не в ограничении доступа к иностранным технологиям, а в отсутствии собственных технологий. Думается, что таким образом сформулированная проблема изменит и пути поиска решения, одно дело бороться за доступ к чужим технологиям, другое – создавать собственные. Но для этого надо создавать условия, вкладывать средства, растить кадры. На традиционном деловом завтраке Сбербанка России Г. Греф назвал «колючую проволоку» условием роста интеллектуальной экономики и отметил, что «все самые крупные компании вырастают на русском за рубежом, прикладные вещи реализовались за рубежом», потому что «здесь было некомфортно».

К слову, еще одна угроза – недостаток трудовых ресурсов. По подсчетам Росстата, на конец 2016 г. в России нигде не работали более 4 млн человек трудоспособного возраста. Это, на секундочку, Ливия, Эстония, Кувейт и Бахрейн вместе взятые. Если же речь идет не просто о трудовых ресурсах, а о высококвалифицированных специалистах, которые, что называется, «штучный товар», то здесь мы снова упираемся в отсутствие условий, в которых этот «товар» можно производить (мы уже писали о непонятной реформе объединения ВУЗов, в результате которой практически исчезли уникальные институты, сворачивании иностранных грантов, не говоря уже о недофинансировании науки).

В ответ на опасения авторов Стратегии на предмет того, что экспортно-сырьевая модель изживает себя, хочется заверить их в обратном: чем быстрее эта модель станет неэффективной, тем быстрее в стране начнут развиваться высокотехнологичные, наукоемкие производства. На прошедшем в июне ПМЭФ Р. Тиллерсон сказал: «Люди, которые говорят, что нам нужно отказаться от ископаемых видов топлива, на самом деле, просто не верят в технологии».

В целом, не покидает чувство нацеленности документа не на совершенствование экономических и политических механизмов, не на развитие собственных производств и науки, а на получение доступа к чужим наработкам.

Опасность подобной стратегии в том, что она не меняет существующего подхода к изменившимся условиям, а меняет лишь методы маневрирования в уже изжившей себя системе. ●

# СТАВКА НА ТРИЗ

Татьяна Абрамова

Ученые Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН завершили работу над проектом стратегии развития минерально-сырьевой базы России до 2030 г., в которой обозначены наиболее оптимальные направления для поиска углеводородов.

По мнению профессора Л. Эдер, нетрадиционные запасы углеводородов станут основным источником прироста запасов в России. Работа над стратегией развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 г. почти завершена.

Сейчас ученые ожидают экспертные заключения основных профильных организаций, чтобы направить стратегию в правительство РФ.

По мнению ученых ИНГГ СО РАН, сегодня в России остались слабоизученные территории, которые в будущем помогут нарастить минерально-сырьевую базу РФ.

В Восточной Сибири – это Красноярский край, республика Саха, Иркутская область, Северо-Тунгусская провинция – это территории, где еще не было поискового бурения.

Еще 1 направлением стратегии станут геофизические исследования на шельфах морей Арктической зоны, где вероятны открытия крупных запасов углеводородов.

Стратегия состоит из нескольких блоков, в 1 из которых – трудноизвлекаемые запасы нефти. К ним ученые отнесли баженовскую свиту и ее аналоги – доманиковую и хадумскую свиты в европейской части России, куонамскую свиту на Сибирской платформе.

По мнению ученых именно ТРИЗ обеспечит основной прирост запасов углеводородов в долгосрочной перспективе. По оценкам Роснедр, степень выработанности разведанных запасов в России достигает 55%, степень разведанности начальных суммарных ресурсов – 46%. Причем доля ТРИЗ стабильно растет из-за преимущественной отработки легкоизвлекаемых запасов. Из общих балансовых запасов нефти категории А+В+С1, которые в России превышают 18 млрд т, к категории ТРИЗ относятся около 12 млрд т или 66%. Без вовлечения в отработку ТРИЗ удержать достигнутый уровень добычи в период после 2020 г. будет практически невозможно. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Газпром нефть и Halliburton, Росгеология и Copelouzos Group, Роснефть и ExxonMobil – даже крупнейшие компании кооперируются для проведения совместных изысканий в сфере геологоразведки. Кто может стать основным партнером России в области ГРП?

### Кого России следует считать своим главным партнером в вопросах геологоразведки?

33%

Норвегию, т.к. основные запасы сосредоточены на северном шельфе, а норвежские компании имеют наибольший опыт работы в регионе

9%

США, т.к. американские компании снабжены самыми наукоемкими технологиями

10%

Китай, т.к. это стратегический партнер по главным нефтегазовым проектам

48%

Российским компаниям не нужны партнеры, свои богатства мы освоим самостоятельно

Сегодня ведущие российские компании, следуя достигнутым ранее договоренностям, занимаются разведкой и освоением крупных месторождений УВ в Иране. Зарубежгеология, входящая в Росгеологию, завершила первый этап работ по созданию центральной лабораторной базы в Судане. А Росгеология и японская JOGMEC намерены реализовать совместные проекты в области разведки. Почему российские компании занимаются геологоразведкой за границей?

### Почему российские компании занимаются ГРП за границей?

9%

В России уже все изучено

56%

Российская школа одна из сильнейших и иностранные компании обращаются за помощью

6%

Российские компании обладают лучшими технологиями для ГРП

29%

В России крупные компании не отдадут разведку на аутсорсинг

# ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

## Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения



РЕКЛАМА



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energaz.ru www.energaz.ru

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

Второй виток ВСТО  
Продажа квот  
Южный поток  
Богданская ТЭС запущена  
Второй виток кризиса  
Дошли руки до Арктики  
Северный поток достроили  
Цены на газ



### Газпром нефть разрабатывает новые активы в ЯНО

Газпром нефть пополнила свою копилку в ЯНО новыми активами, полученными от Газпрома, – компания получила право на разработку Тазовского (сроком до 2025 г.) и Северо-Самбургского (до 2027 г.) месторождений. Нефть на Тазовском месторождении – это трудноизвлекаемые запасы – тяжелая, высоковязкая, хотя и малосернистая. По состоянию на 1 января 2016 г. извлекаемые запасы оцениваются в объеме 72 млн т по нефти, 4,6 млн т конденсата и 183,3 млрд м<sup>3</sup> свободного газа

Извлекаемые запасы нефти по Северо-Самбургскому месторождению по состоянию на 1 января 2016 г. составляют 90,5 млн т.

Сегодня компания ведет на Северо-Самбургском участке опытно-промышленные работы: расконсервированы и переиспытаны две нефтяные скважины.

Кроме того, для уточнения данных о геологическом строении месторождения проведены сейсмологические исследования 3D. Пилотное бурение на Северо-Самбургском лицензионном участке намечено на зимний сезон 2017–2018 гг.

В 2016 г в данном регионе компания ввела в промышленную эксплуатацию два крупных месторождения – Новопортовское и Восточно-Мессояхское. Кроме того, сегодня ЯНО – площадка для применения и апробации новых технологий разведки и добычи.

### Запасы растут быстрее добычи

Разведанные запасы природного газа Газпрома категорий А+В1+С1 по российской классификации составляют 36,4 трлн м<sup>3</sup> – это 72% от российских или около 17% от мировых запасов. В 2016 г DeGolyer and MacNaughton провела аудит 95,4% запасов газа, 93,5% газового конденсата и 93,3%

нефти категорий А+В1+С1 по стандартам PRMS. Доказанные и вероятные запасы углеводородов группы Газпром составили 23,9 трлн м<sup>3</sup> газа, 1018,9 млн т газового конденсата и 1378,7 млн т нефти. В 2016 г. по результатам геологоразведочных работ прирост запасов газа Газпрома на территории России составил 457,4 млрд м<sup>3</sup>.

Основной прирост запасов газа в 2016 г. был получен на Южно-Кириновском (187,9 млрд м<sup>3</sup>), Ковыктинском (138,2 млрд м<sup>3</sup>) и Чаяндинском (86,6 млрд м<sup>3</sup>) месторождениях. Тогда добычи газа Газпрома составил 419,1 млрд м<sup>3</sup>.

Таким образом, коэффициент восполнения запасов газа по отношению к объемам добычи составил 1,1. Превышение прироста запасов природного газа над его добычей Газпром обеспечивает уже 12 лет подряд.

В 2016 г. на территории России Газпром, выполнил 20,6 тыс. км<sup>2</sup> сейсморазведочных работ 3D и 1,1 тыс. пог. км сейсморазведочных работ 2D. Пробурено 111,6 тыс. м горных пород, закончены строительством 40 поисково-разведочных скважин. По результатам ГРП открыты два месторождения и 15 новых залежей. Затраты на ГРП составили 79 млрд руб. В 2017 г. Газпром планирует сохранить вложения в разведку на том же уровне.

Также Газпром продолжает реализацию геологоразведочных проектов за пределами России. В частности, ГРП выполнялись в Алжире, Вьетнаме, Ираке, Кыргызстане, Сербии и Северном море. Инвестиции Газпрома в ГРП за рубежом в 2016 г. составили 12,7 млрд руб.

### Газпром возвращается в Карское море

В селе Яр-Сале прошли общественные слушания по материалам программы работ на выполнение инженерных изысканий на разведочной скважине №3 Русановского газоконденсатного месторождения в Карском море. В ходе слушаний Газпром геологоразведка представила последовательность, технологию и объемы инженерных изысканий на объекте. Исследуемая площадка находится в юго-западной части Карского моря, ее удаленность от порта Сабетта составляет 450 км. В связи с этим большинство участников слушаний интересовала степень воздействия на окружающую среду при выполнении работ в морской акватории. Компания заверила, что влияние будет носить локальный и кратковременный характер.

В итоге участники слушаний одобрили представленную программу работ. На следующем этапе проект направят на гос экологическую экспертизу. Разведанные и предварительно оцененные запасы по категории АВС1+С2 составляют 779 млрд м<sup>3</sup> газа и 7,8 млн т газового конденсата. Газ Русановского ГКМ по составу метановый, бессернистый.

### Росгеология будет привлекать недропользователей в Азово-Черноморский бассейн

Для изучения перспектив нефтегазоносности Азово-Черноморского бассейна Союзморгео начал сбор, анализ и обобщение геофизических и геологических материалов по северным шельфам и

прилегающим континентальным и глубоководным зонам Черноморской впадины. Исследования планируется завершить до конца года. После получения данных, компания рассчитывает привлечь недропользователей-заказчиков для реализации геологоразведочных проектов. Основная цель исследований – актуализация представлений об особенностях строения фундамента и осадочного чехла потенциально нефтегазоносных осадочных бассейнов Азово-Черноморской акватории, включая области сочленения юга Восточно-Европейской платформы, Скифской плиты, складчато-орогенных структур обрамления Черноморской впадины и ее глубоководной области. Полученные данные откроют для недропользователей возможности расширения сырьевой базы нефтегазодобычи, в том числе на таких новых направлениях, как нижние комплексы плитного чехла шельфовой и глубоководной зон, переходного комплекса шельфа, майкопских складчатых зон и плиоцен-четвертичных турбидитных комплексов глубоководной области.

### Росгеология разведает недра в Свердловской области

В Свердловской области дочка Росгеологии займется сейсморазведкой на перспективных на углеводороды участках недр. В мае 2017 г. Пермнефтегеофизика (входит в Росгеологию) начала полевые сейсморазведочные работы 3D и 2D на Верхоязской и Южно-Бургундинской площадях Красильниковского лицензионного участка недр. Объекты, перспективные на углеводороды, расположены на территории Красноуфимского района Свердловской области. Объем исследований по площадям составит 115 км<sup>2</sup> и 140 км соответственно. Изучением участка геологи занимаются по заказу компании-недропользователя в рамках договора, заключенного в конце февраля 2017 г.

Скорее всего, речь идет о дочке ЛУКОЙЛ – ЛУКОЙЛ-Пермь, которая еще в 2013 г. изъявила желание заняться данным участком недр. Завершить проект Росгеология планирует к октябрю 2017 г. ●



# КЛЮЧИ К БАЖЕНУ

## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ЗАПУСКАЕТ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ ПО РАЗРАБОТКЕ ТРИЗ

Мария Кутузова

РАЗРАБОТКА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ГОРИЗОНТ ГОРНЫХ ПОРОД, ОБНАРУЖЕННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И В ДРУГИХ РЕГИОНАХ НАШЕЙ СТРАНЫ, ЗАЛЕГАЮЩИХ НА ГЛУБИНАХ 2–3 КМ) ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДЛЯ РОСТА ДОБЫЧИ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ». ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ РЕСУРСЫ БАЖЕНА НА СУЩЕСТВУЮЩИХ АКТИВАХ КОМПАНИИ ОЦЕНИВАЮТСЯ В БОЛЕЕ ЧЕМ 70 МЛН Т НЕФТИ. В ОТЛИЧИЕ ОТ ТАК НАЗЫВАЕМЫХ ГРИНФИЛДОВ – НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НОВЫХ РЕГИОНАХ – В СЛУЧАЕ С ЗАПАДНОЙ СИБИРЬЮ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НЕ ПОТРЕБУЕТСЯ СОЗДАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ С НУЛЯ. ОДНАКО ДЛЯ ТОГО, ЧТОБЫ ВВЕСТИ В РАЗРАБОТКУ ЭТОТ РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЕДУЩЕЙ РОССИЙСКОЙ ВИНК НЕОБХОДИМЫ НОВЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### Ресурсная база

«Газпром нефть» занимается изучением баженовской свиты уже несколько лет и добилась значительных успехов в отработке технологий поиска и добычи нефти из этой формации. В частности, значимые результаты были получены дочерним предприятием «Газпром нефти» – «Газпромнефть-Хантос» на Пальяновской площади Красноленинского месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе.

В прошлом году дочернее предприятие ВИНК отработало на этом месторождении полный цикл геологического обоснования и разработки баженовской свиты: были пробурены две высокотехнологичные горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. В результате на активе был получен промышленный приток в объеме 45 т нефти в сутки. Благодаря реализации проекта накопленная добыча на этих скважинах вышла на показатель в 10 тыс. т, что, по словам специалистов компании, позволило подтвердить технологическую эффективность базовой технологии, адаптированной под баженовскую свиту. На баженовском горизонте Салымского месторождения в текущем году «Газпромнефть-Хантос» проводит на Салымском месторождении испытание скважины для оценки геометрии трещин ГРП и построения геомеханической модели, которая позволит определить оптимальный дизайн горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта.

«Газпромнефть-Хантос» создана в 2005 г. и является одним из главных добывающих активов крупнейшей российской ВИНК – «Газпром нефти». Сегодня дочка ведущей отечественной компании разрабатывает восемь месторождений, ежедневная добыча на которых составляет более 41,5 тыс. т нефтяного эквивалента.

В начале апреля 2017 г. «Газпромнефть-Хантос» добыла 130-миллионную тонну нефти с момента образования предприятия. По словам генерального директора дочернего предприятия Сергея Доктора, благодаря внедрению инноваций и современных технологий в области разработки месторождений «Газпромнефть-Хантос» занимает лидирующие позиции по темпам прироста добычи в регионе. Усилия компании направлены на достижение цели, поставленной в стратегии «Газпром нефти», годовой добычи

### ФАКТЫ

В **2016** г.

дочернее предприятие Газпромнефть-Хантос реализовало полный цикл разработки баженовской свиты

**80%**

объемов нефтедобычи обеспечивает самое крупное месторождение Газпромнефть-Хантос – Южно-Приобское

**1,6** млрд т

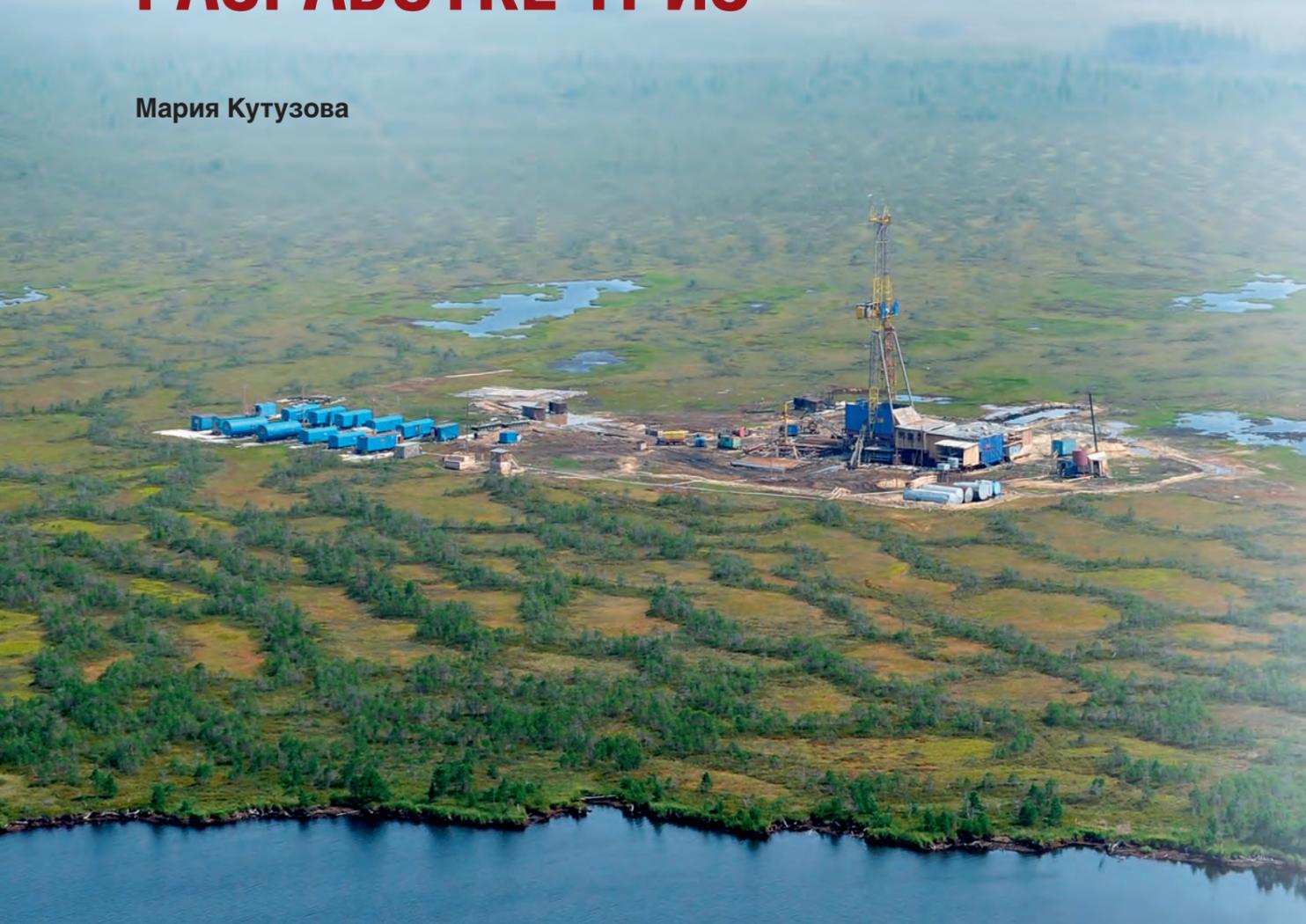
нефти составляют геологические запасы Южно-Приобского месторождения

100 млн т нефтяного эквивалента к 2020 г. Для реализации планов по увеличению нефтедобычи «Газпром нефть» активно сотрудничает с нефтесервисными подрядчиками.

Уже несколько лет Газпромнефть-Хантос работает с Сибирской Сервисной Компанией.

Выбор АО «ССК» в качестве подрядчика очевиден. Компания много лет эффективно обеспечивает полный комплекс процессов бурения, испытания, ликвидации и консервации скважин, обеспечивая не только уточнение геологического строения участков недр и выделения перспективных блоков, но и получения фонтанирующих притоков нефти. Добросовестный труд ССК в геологической отрасли промышленности России ежегодно отмечается наградами, и заказчиков, и профильных министерств.

Компания активно осваивает месторождения Ханты-Мансийского автономного округа и Тюменской области: в том числе Южная лицензионная территория Приобского месторождения, Красноленинская площадь Пальяновского месторождения, Южное, Орехово-Ермаковское. Главный добывающий актив – Южно-Приобское месторождение, обеспечивающее более 80% объемов добычи. Не так давно на этом активе была извлечена 100-миллионная тонна нефти с момента запуска месторождения в промышленную разработку. Геологические запасы месторождения составляют 1,6 млрд т нефти, из них начальные извлекаемые запасы – 465 млн т. Однако залежи месторождения характеризуются сложным строением и низкими



фильтрационно-емкостными свойствами, большая доля остаточных запасов относится к трудноизвлекаемым.

Для разработки таких запасов нужны технологии и технические решения, которые позволят освоить их в промышленном масштабе рентабельно. «Газпромнефть-Хантос» адаптирует и внедряет инновационные методы добычи углеводородов, применяет лучшие практики в области работы с ТРИЗ. Так, в прошлом году на Южно-Приобском месторождении впервые в России был выполнен 30-стадийный гидроразрыв пласта по «бесшаровой» технологии. Как отмечают в компании, этот метод позволит не только снизить стоимость затрат, но и даст возможность повторной стимуляции горизонтальных скважин.

Опытные подрядчики привлекаются и для строительства скважин.

Сибирская Сервисная Компания занимается бурением наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных скважин на Южно-Приобском месторождении.

Начиная с 2013 г. «Газпром нефть» ведет активную работу с нетрадиционными запасами углеводородов. В 2014 г. был получен первый промышленный приток нефти на Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Здесь же в 2016 г. успешно применена технология высокоскоростного гидроразрыва на горизонтальных скважинах баженовского пласта. В результате использования этого подхода к стимулированию горизонтальных скважин подтверждена техническая возможность и экономическая целесообразность добычи нетрадиционных запасов углеводородов. По словам первого заместителя генерального директора «Газпром нефти» Вадима Яковлева, баженовская свита является крупнейшим источником нетрадиционных запасов нефти на территории России. Сейчас компания в рамках реализации своей технологической стратегии ведет поиск наиболее эффективных методов работы с этой категорией углеводородов. Главная задача, которая стоит перед компанией, максимальное сокращение себестоимости разработки бажена.

Как пояснили в компании, в 2014 г. в «Газпром нефти» утверждена стратегия развития ресурсной базы по нетрадиционным источникам углеводородов. За первые два года ее реализации ВИНК сформировала портфель проектов по освоению баженовской свиты в рамках уже действующих проектов «Газпром нефти», а также новых поисковых проектов на территории ХМАО и ЯНАО. «На двух пилотных участках Пальяновском (ХМАО) и Вынгайхинском (ЯНАО) пробурено 17 скважин, отобрано и исследовано 617 м керн, проведены специализированные исследования и расширенная программа опытно-промысловых работ, направленных на изучение баженовской



**ФАКТЫ**

**45** т

нефти в сутки – промышленный приток 2-х скважин Пальяновской площади

**2005** г.

создан один из главных добывающих активов «Газпром нефти» – компания «Газпромнефть-Хантос»

свиты. Результаты подтвердили ресурсную базу баженовской свиты и технологическую эффективность базовой технологии – многостадийного ГРП, проведенного в двух высокотехнологичных горизонтальных скважинах. Конструкция этих скважин и дизайн ГРП были адаптированы к условиям баженовской свиты», – рассказали нашему изданию в «Газпром нефти».

Так, при строительстве скважин на Пальяновской площади была опробована уникальная для отечественной нефтяной отрасли технология цементирования горизонтального ствола скважины эластичными цементами с вращением хвостовика. Данная технология обеспечивает качественное разделение стадий при многостадийном ГРП. Применялось заканчивание Plug & Perf, технология высокоскоростной закачки SlickWater, а также оптимизированный для условий баженовской свиты гибридный ГРП для создания разветвленной системы трещин. Здесь отработывается новый, запатентованный «Газпром нефтью» способ поиска залежей углеводородов в нетрадиционных коллекторах баженовской свиты. Кроме того, разработан отечественный программный комплекс для определения оптимальной системы трещин МГРП при освоении нетрадиционных запасов (расчетный модуль «РОСТ»).

**Национальный проект**

В мае этого года российское Минэнерго одобрило заявку «Газпром нефти» и присвоило статус национального проекту «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты». В рамках национального проекта планируется разработать и внедрить технологии поиска перспективных нефтегазоносных баженовских отложений на основе отечественных методик проведения сейсмо-, магнито-, гравиразведки и специализированных исследований керн, а также технологии геолого-гидродинамического моделирования пластов.

Национальный проект будет реализован в ХМАО на территории Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Главная задача проекта создание, по меньшей мере, 15 новых технологий для разработки баженовской свиты, включая несколько направлений, в том числе новое оборудование и программные комплексы. Среди партнеров «Газпром нефти» в этом проекте – инжиниринговый центр МФТИ, Сколковский институт науки и технологии, МГУ, РГУ им. Губкина, МГТУ им. Баумана. По словам главы дирекции по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы Алексея Вашкевича, отечественные компании вновь готовы стать не просто «умными покупателями» услуг и оборудования, но и «умными заказчиками» новых технологий. «Сегодня у российской нефтянки есть возможность не просто быть в роли догоняющего, но по некоторым ключевым направлениям стать лидерами инновационного развития. Мы начинаем разрабатывать технологии, и я не удивлюсь, если через несколько лет объявим о том, что мы первые в мире нашли решение для такой задачи. В России нет проблем с отсутствием фундаментальной науки или талантов. Нефтянка – пылесос лучших студентов, лучших выпускников. У нас на сегодняшний день вообще нет такого понятия, как ограничение в талантах», – отмечает А. Вашкевич.

Благодаря тесному партнерству с ведущими научно-исследовательскими институтами страны, в ходе реализации национального проекта планируется создать российские технологии строительства горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, оптимизированные для горно-геологических условий баженовской свиты, а также разработать способы освоения запасов легкой нефти из пород сланцевой формации за счет термохимических методов воздействия. В случае успешного внедрения всех созданных технологий, согласно утвержденной в «Газпром нефти» стратегии развития ресурсной базы по нетрадиционным источникам углеводородов, целевой уровень добычи ВИНК из залежей баженовской свиты в 2025 г. может составить около 2,5 млн т в год.

**ФАКТЫ**

**130-**

миллионная тонна нефти была добыта в апреле 2017 г. «Газпромнефть-Хантос» с момента образования предприятия

**465** млн т

составляют извлекаемые запасы Южно-Приобского месторождения

**2014** г.

был получен первый промышленный приток нефти на Пальяновской площади Красноленинского месторождения

**617** м

керн отобрано и исследовано Пальяновском и Вынгайхинском пилотных участках

**15**

новых технологий для разработки баженовской свиты – цель национального проекта

По словам руководителя проектного офиса «Бажен» компании «Газпром нефть» Кирилла Стрижнева, тиражирование (широкое применение) технологий может привести к их удешевлению. Так, в Соединенных Штатах еще 7–8 лет назад средняя цена скважины для разработки сланцевых запасов составляла 12 млн долларов, сейчас этот показатель сократился в 3 раза, примерно до 4 млн долларов. В случае с баженовской свитой российским компаниям придется пройти собственный путь от создания технологических решений и их апробации до внедрения отечественных инноваций в промышленном масштабе. Предстоит найти оптимальные технические решения, которые позволят рентабельно освоить эти колоссальные по своему потенциалу ресурсы.

Как отмечает Стрижнев, национальный проект «Газпром нефти» получил поддержку со стороны других добывающих, а также сервисных компаний. В 2015–2016 годах заявка прошла детальное экспертное изучение в профильных государственных ведомствах и российских научных центрах. Как рассказали в компании, под разработку каждой технологии будет создано отдельное юридическое лицо, которое в результате станет владельцем этого технического решения или обладателем ноу-хау. Среди участников этих совместных предприятий в рамках национального проекта будут научно-исследовательские организации, внешние инвесторы, нефтесервисные игроки и ВИНК. В настоящее время «Газпром нефть» ведет переговоры с примерно тридцатью производителями оборудования и сервисниками, обсуждает совместные планы с ведущими российскими добывающими компаниями. В планах к началу осени этого года закончить концепцию, создать план выполнения «дорожной карты» и подписать главные документы, необходимые для реализации национального проекта. Установленный срок его реализации, за который

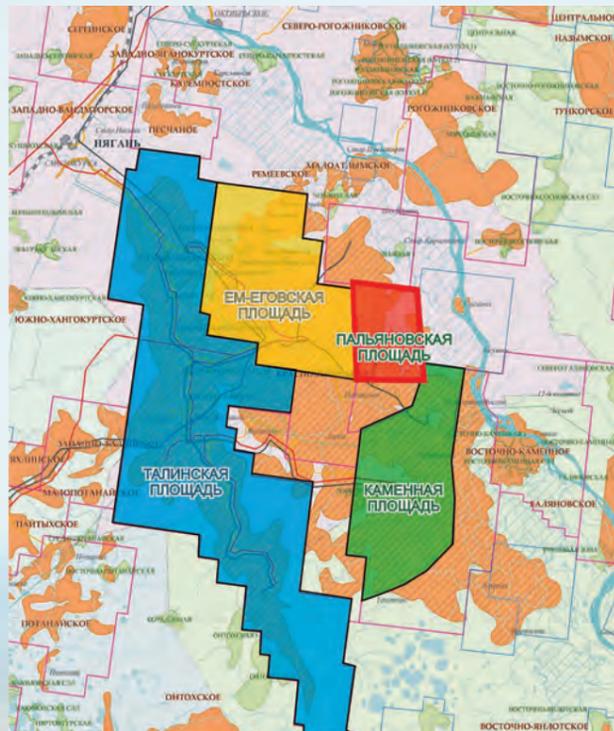
предполагается выполнить основные исследовательские работы, пока охватывает ближайшие четыре года (до 2021 г.). Без сомнения это – амбициозная задача для российских условий. Суммарные инвестиции, направляемые в проект, по информации «Газпром нефти», составят 8,5 млрд рублей, из которых 7,5 млрд придутся на долю самой ВИНК.

На Пальяновской площади будет действовать специальная лицензия, которая позволит юридически обоснованно проводить опытно-промышленную разработку запасов. До 2021 г. предполагается пробурить более 50 скважин. Уже в 2022–2025 годах предполагается перейти к промышленному внедрению технологий и их тиражированию для внутреннего рынка и перехода к технологическому экспорту. В планах «Газпром нефти» до 2027 г. пробурить еще более 50 скважин с гидроразрывом пласта и добыча 7,5 млн т баженовской нефти в ближайшие 10 лет. Системную отработку и испытание новых отечественных технологий предполагается проводить на базе «Центра разработки технологий добычи ТРИЗ», который «Газпром нефть» вместе с администрацией ХМАО-Югры создает на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

Для того чтобы привлечь инвестиции других добывающих компаний будет использован механизм создания технологического полигона, на котором будут работать несколько нефтяных компаний. «Газпром нефть» собирается работать на Пальяновской площади в рамках национального проекта как оператор, а полигон станет отраслевой площадкой, на которой любая компания сможет испытать свои технологии для баженовской свиты. Власти автономного округа выступают в проекте в качестве куратора. По словам представителей «Газпром нефти» в виде технологического полигона создается, по сути, новый тип недропользования: лицензия специального назначения для разработки технологий.

По словам Яковлева, национальный проект по изучению баженовской свиты, объединив технологический и научный потенциал «Газпром нефти», а также опыт ведущих исследовательских центров, сервисных компаний и производителей оборудования, позволит создать технологии точной локализации запасов, оптимизации бурения, а также изучить эффективность термохимических методов воздействия на пласт. «Благодаря реализации запланированных проектов мы планируем перевести баженовскую нефть в разряд запасов, готовых к промышленной разработке, что станет новым импульсом для развития всей российской нефтегазовой отрасли», – отмечает Яковлев.

Посредством статусного национального проекта «Газпром нефть» создает венчурную площадку для отработки технологий освоения ресурсов баженовской свиты. Специалисты компании



**ФАКТЫ**

Более **41,5**

тыс. т нефтяного эквивалента ежедневная добыча восьми разрабатываемых «Газпромнефть-Хантос» месторождений

**2,5** МЛН Т

стратегическая цель по добыче из баженовской свиты к 2025 г.

отлично понимают, что для реализации такого амбициозного проекта собственных сил и ресурсов ВИНК не хватит: в одиночку решить задачу такого уровня невозможно. Формат нацпроекта позволит его участникам обращаться за государственной поддержкой: в ход, как предполагает «Газпром нефть», могут пойти такие инструменты как специальные инвестиционные контракты, льготное финансирование и дополнительные налоговые стимулы. Но у венчурных инвестиций, как правило, высокие риски, поэтому объединение усилий нескольких игроков, включая государство, сможет значительно их снизить.

Согласно подсчетам «Газпром нефти», благодаря консолидации усилий ведущих отраслевых игроков, уже к 2025 г. объем добычи баженовской нефти в России вырастет в 10 раз до 10 млн т в год. Даже с учетом льгот поступления в бюджет (налоги и пошлины), благодаря освоению бажена, составят порядка 30 млрд рублей. ●



# ПРОИЗВОДСТВО PDC ДОЛОТ

- Индивидуальный подход к каждому Заказчику
- Изготовление PDC долот различных дизайнов
- Технологическое сопровождение долотного сервиса
- Гибкие цены и сроки изготовления
- Предоставление PDC долот в аренду



**ООО «ПЕРЕКРЫВАТЕЛЬ»**  
 Адрес: 423330, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Азнакаево, ул. Лениногорский тракт, 15  
 Тел./факс: +7 (85592) 5-16-32  
 E-mail: per@sistemaservis.ru  
 Веб-сайт: www.sistemaservis.ru

# НЕПРЕРЫВНЫЕ УЛУЧШЕНИЯ: ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ

**Денис Юрьевич Куксгаузен,**  
и.о. директора проекта ГПНХ  
службы буровых работ  
НФ АО «ССК»

В 2016 ГОДУ В ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС СТАРТОВАЛ ПРОЕКТ «ЛИНИЯ», ОТ АНГЛИЙСКОГО LEAN – «БЕРЕЖЛИВЫЙ». В РАМКАХ ВНЕДРЕНИЯ ПРИНЦИПОВ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА В КОМПАНИИ БЫЛ СОЗДАН ПРОЕКТНЫЙ ОФИС ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНЫХ УЛУЧШЕНИЙ, СПЕЦИАЛИСТЫ КОТОРОГО ОБУЧАЮТ ИНСТРУМЕНТАМ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА НЕ ТОЛЬКО КОЛЛЕГ, НО И СОТРУДНИКОВ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ. АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ В РАБОТЕ ПРИНИМАЮТ СОТРУДНИКИ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ. О ТОМ, КАК ИДЕТ РАБОТА И КАКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ УДАЛОСЬ ДОСТИЧЬ, РАССКАЗЫВАЕТ ДЕНИС ЮРЬЕВИЧ КУКСГАУЗЕН, И.О. ДИРЕКТОРА ПРОЕКТА ГПНХ СЛУЖБЫ БУРОВЫХ РАБОТ НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА АО «ССК»

*“LEANIYA” (“ЛИНИЯ”) PROJECT (AFTER ENGLISH WORD “LEAN”) WAS LAUNCHED IN GAZPROMNEFT-KHANTOS IN 2016. WITHIN THE FRAMEWORK OF IMPLEMENTATION OF LEAN MANUFACTURING PRINCIPLES, A PROJECT OFFICE FOR DEVELOPMENT OF THE CONTINUOUS IMPROVEMENT SYSTEM WAS CREATED IN THE COMPANY, THE SPECIALISTS OF WHICH TEACH NOT ONLY COLLEAGUES, BUT ALSO THE EMPLOYEES OF CONTRACTING ORGANIZATIONS THE TOOLS OF LEAN MANUFACTURING. THE EMPLOYEES OF SIBERIAN SERVICE COMPANY ARE ACTIVELY INVOLVED IN WORK. DENIS YURIEVICH KUKSGAUZEN, ACTING DIRECTOR OF THE GPNKH PROJECT OF THE DRILLING OPERATIONS SERVICE OF NEFTEYUGANSK BRANCH OF JSC “SSC”, TELLS ABOUT THE PROGRESS OF THE WORK AND ABOUT THE RESULTS, WHICH HAVE BEEN ACHIEVED*

Ключевые слова: Сибирская сервисная компания, Газпромнефть-Хантос, бурение скважин, бережливое производство, техпредел, бурение на бумаге.

**– Денис Юрьевич, расскажите, как начиналось участие ССК в проекте «Непрерывных улучшений» компании Газпромнефть?**

– В декабре 2015 года я, в качестве представителя нашего филиала, участвовал в совещании по техническому пределу, которое проводила компания «Газпром нефть» в г. Оренбург с подрядчиками, задействованными при строительстве скважин. Именно со своего актива в Оренбурге «Газпром нефть» начала внедрять проект «Техпредел».

Для внедрения этого проекта во всех своих активах, «Газпром нефть» привлекла иностранную компанию, и уже через несколько месяцев наши партнеры из «Газпромнефть -Хантос» начали внедрение у себя, конечно же, задействуя своих подрядчиков.

**– Какова основная цель привлечения подрядчиков?**

– Около 90% всех работ выполняют подрядные организации, поэтому ни о каком повышении эффективности производства и речи быть не может без повышения эффективности работы подрядчиков.

Проект «Техпредел» подразумевал внедрение различных инструментов, таких, например, как «бурение на бумаге». Представители офиса «Газпромнефть-Хантос» приезжали на наши объекты, на месторождения в буровые бригады для проведения сессии «бурения на бумаге». Обучение проводится также и в офисе ООО «ГПН-Х».

**– Расскажите подробнее о «бурении на бумаге»?**

– Это инструмент «Технического предела», когда проводится анализ строительства предыдущих скважин и планируется строительство следующих. Проводится тщательный анализ, выявляются моменты, за счет которых можно сократить время работ, т.е. исключается непроизводительное и неэффективное время. В этом процессе участвуют представители всех сервисов, т.к. строительство скважин происходит по принципу раздельного сервиса, и каждый вносит свои предложения. Зачастую происходят споры, но в итоге все мнения консолидируются в одно общее решение.

## ФАКТЫ

Более **90%**

всех работ на месторождении выполняют подрядчики

«Бурение на бумаге» Это инструмент технического предела, когда проводится анализ строительства предыдущих скважин и планируется строительство следующих скважин

**– Чему еще специалистов ССК научили в рамках первого этапа «Технический предел»?**

– В рамках первого этапа «бурение на бумаге» было основным инструментом. Далее компания внедрила еще несколько проектов и в итоге сейчас это объединено в проект «Система непрерывных улучшений», бережливое производство. В компании появились люди, отвечающие за внедрение системы непрерывных улучшений. Там уже набор инструментов более разнообразный. Представители ССК прошли обучение применению инструментов бережливого производства. Это были буровые мастера, менеджеры по бурению, директор проекта.

**– Какие изменения произошли на проекте в связи с введением обучения?**

– Внедрили такие инструменты, как методика 5С (сортировка, соблюдение порядка, содержание в чистоте, стандартизация и совершенствование). На первоначальном этапе вводится наиболее простая методика, не требующая никаких финансовых вложений. Цель этой методики – наведение порядка на рабочих местах, разложить по «полочкам» все, что существенно повышает эффективность производства. Для офисных работников – это порядок за столом, на рабочем месте; для рабочих профессий подразумевается постоянная систематизация, стандартизация процессов. Это один из первых внедренных инструментов. Также мы внедрили стенды для проведения планерок.

Это обычная доска, на которой отображается план работ на несколько дней вперед и план-задание на предстоящие 12 часов работы буровой вахты. По окончании рабочей вахты с работниками рассматривается план-факт выполнения задания, причины ускорения или, наоборот, менее успешное выполнение работ. Также на стенде мы отмечаем как передовиков, «лидеров» производства, так и «анти-лидеров». Всего у нас сегодня работают 6 бригад, и в каждой внедрен такой стенд, в одной из бригад – электронный.

**– Как воздействуют эти новшества на людей?**

– Как правило, большинство проходит через стадию отрицания, т.е. отрицается необходимость внедрения данных инструментов и привносимых ими улучшений. Это нормально, во время обучения нас об этом предупреждали. Но постепенно идет процесс осознания, и новации внедряются и приживаются. Сейчас мы переживаем период осознания, а инструменты бережливого производства представителями нашей компании уже все более активно внедряются и применяются.

**– Расскажите, пожалуйста, по какому принципу проходит обучение персонала?**

– Для участия в программе отбирались наиболее активные, молодые, перспективные люди, у которых должно хватить энергии, сил, для того, чтобы успешно овладеть новыми навыками, внедрить на своих объектах инструменты бережливого производства. Работники, которые будут верить в эффективность данного инструмента. Если учесть, что результат будет заметен не моментально, то здесь нужны наиболее энергичные люди, у которых «запал» не пропадет после первых 2 месяцев. Кстати, это является одним из рисков, о которых нам говорили на обучении. Некоторые люди быстро приобщаются, начинают применять данную систему на практике, но после того, как через несколько месяцев не увидят результата – есть вероятность разочарования. Нас сразу предупредили, что результаты будут не ранее, чем через 2 года.

**– А есть ли у «Газпром нефти» какие-то методы поощрения организаций, принимающих участие в проекте?**

– По итогам месяца выбирается лучшая бригада. Победители получают денежное вознаграждение. Это не нововведение, такая практика существует не первый год и бригады Нефтеюганского филиала уже становились лучшими. Основными критериями выбора являются показатели эффективности и следование культуре безопасного производства. Охрана труда в ССК всегда на первом месте.

**– Отмечают ли как-то в «Газпром нефти» успехи подрядных организаций?**

– Конечно, стремление «Газпром нефти» к командной работе, партнерским отношениям всегда было на высоте. Ежемесячно подводятся итоги проделанной работы, анализируются производственные показатели, полученные данные доводятся до сведения региональных представителей каждой компании. ССК имеет

**ФАКТЫ**

Более  
**3200**

выполняемых АО «ССК» текущих и капитальных ремонтов скважин в год

**2016** г.

в Газпромнефть-Хантос стартовал проект «ЛИНИЯ»

Более  
**4,5** тыс.

сотрудников работают сегодня в компании ССК, имеющей 7 подразделений в регионах РФ

хорошие результаты среди подрядчиков «Газпромнефть-Хантос». Ежеквартально проводятся совещания, на которых представители компании и первые лица подрядных организаций подводят итоги, вносят предложения, обсуждают показатели, подчеркивают успехи каждой компании.

**– Как проходит самообучение?**

– Занятия разделены на 4 этапа и проводятся раз в неделю. Совместно с представителями других подрядных организаций, представители ССК в течение месяца проходили обучение. Обучение проводилось по 2 направлениям: строительство и ремонт скважин. Ведут это обучение специалисты, которые, в свою очередь, сами прошли курс и уже внедряют этот пилотный проект в компании «Газпромнефть-Хантос» по своим управлениям. Основной курс вел заместитель главного инженера «Газпромнефть-Хантос» по повышению эффективности производства. Обучение проходило легко, было видно, как загорались глаза у наших сотрудников. Преподаватели всегда выслушивают критику со стороны подрядных организаций и дают обоснованный ответ. Обучение ведется в формате лекции, и есть домашнее задание. Выполнение заданий и посещение лекций строго отслеживается. Представители ССК выполняли все требования, добросовестно относились к выполнению домашнего задания и успешно прошли тест по окончании обучения.

**– Какие еще инструменты бережливого производства использует компания «Газпром нефть»?**

– Одним из важных инструментов является фабрика идей, если можно так сказать. У «Газпром нефти» есть программа «Идея», согласно которой каждый сотрудник, вне зависимости от того, кем он работает, может подать свою идею об улучшении, о повышении эффективности и получить за это вознаграждение. Подобная программа есть и в Сибирской Сервисной Компании: она называется «Новатор» и появилась в ССК несколько лет назад. А теперь активно развивается.

Инструментов множество, но внедряются они поступательно, по этапам. Основные – это 5С, стенды ВЭУ, «Идея». На некоторых предприятиях работников обязывают, дают планы по созданию определенного количества идей. В нашей компании такого нет и в компании «Газпромнефть-Хантос» – тоже. Ведь помимо количества идей, нужно, прежде всего, следить и за их качеством.

**– Как ССК реализует второй этап проекта «бережливое производство»?**

– Прежде всего, мы стараемся избежать потерь: основными потерями считаются ненужная транспортировка, простой, ожидание, избыточные процессы, перемещения, лишние запасы. ССК всегда стремилась избежать данных потерь на производстве, но сейчас мы сделали особый упор, выявили те потери, которые можно считать наиболее существенными по влиянию на эффективность. Одними из самых крупных избыточных процессов являются простой, ожидание. Здесь не всегда все зависит от конкретной компании: характер работ такой, что приходится постоянно переезжать с одного объекта на другой, с одной кустовой площадки на другую, которые находятся на разных стадиях подготовки к строительству скважин. Также, конечно, на своем уровне, внутри своей компании, всегда идет работа над снижением лишних транспортных затрат, избыточных процессов. И в целом все работает над повышением эффективности производства.

**– Можете ли привести примеры значимых результатов по проекту?**

– Здесь важно, что результат есть у компании «Газпромнефть-Хантос» в целом: это результат и работы ССК, и заслуга всех подрядчиков. На сегодняшний день, в ССК, по сравнению с 2016 годом, сократился цикл строительства горизонтальных скважин (я беру в расчет скважины, в строительстве которых принимает участие ССК). Я считаю это достижением и заслугой всех сервисов и, конечно же, заказчика.

**– Сколько времени занимает весь цикл строительства скважин?**

– В целом, сейчас цикл строительства составляет около 29 суток, плюс-минус 2 суток. Этот показатель можно считать хорошим, еще год назад скважину строили за 35–36 суток, а два года назад – и того более. Здесь, конечно, есть и технологические изменения различного характера, но инструменты «Техпредела», бережливого производства уже начинают давать свои плоды.

**– Обучение будет продолжаться и дальше?**

– Обучение проходит постоянно, характер обучения различный, и каждая сессия «бурения на бумаге» – это тоже своего рода обучение.

**– Расскажите об оборудовании, используемом ССК на проекте Газпромнефть-Хантос, и технической составляющей строительства скважин.**



**ФАКТЫ**

Более  
**1,5** млн м

годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения

– Все используемые нами буровые установки оснащены триплексными насосами и силовыми верхними приводами. Использование современного оборудования позволяет сократить долю непроизводительного времени и количество ремонтов. На проекте «Газпромнефть-Хантос» у нас используются 3 вида верхних приводов – Bentec, Canrig и Tesco.

**– Когда началось сотрудничество ССК и «Газпромнефть-Хантос», сколько бригад там работает?**

– Сотрудничеству ССК и «Газпромнефть-Хантос» порядка 10 лет. Началось все с двух бригад, потом объемы стали расти, сегодня насчитывается уже 6 постоянно работающих бригад бурения.

В ССК работают опытные буровики, некоторые из них на данном проекте с самого начала нашего сотрудничества. Есть бригады, которые 3–4 года работают на проекте, но их уже тоже можно назвать опытными, сформировавшимися и профессионально выполняющими свою работу.

**– Как Вы оцениваете уровень внедрения программы в ССК сейчас?**

– Проект «Бережливое производство» внедряется в компании достаточно активно. Сибирская Сервисная Компания вступила в проект «Газпромнефть-Хантос» с довольно высокой интенсивностью и на данный момент видны ощутимые изменения и улучшения. ●

KEYWORDS: Siberian service company, Gazpromneft-Khantos, drilling, lean manufacturing, tejpreet, drilling on paper.

# 30- СТАДИЙНЫЙ ПРОРЫВ

**Николай Владимирович  
Чебыкин,**  
начальник управления  
планирования геолого-  
технологических мероприятий  
«Газпромнефть-Хантоса»

«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» ВПЕРВЫЕ В ГРУППЕ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» И В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРОВЕЛ УНИКАЛЬНУЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ОПЕРАЦИЮ ПО 30-СТАДИЙНОМУ ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТА (ГРП) НА ЮЖНО-ПРИБОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. ДО СИХ ПОР МАКСИМАЛЬНЫМ ЗНАЧЕНИЕМ В КОМПАНИИ СЧИТАЛАСЬ 18-СТАДИЙНАЯ ОПЕРАЦИЯ В ОДНОМ СТВОЛЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ПРОВЕДЕННАЯ В МАРТЕ 2016 ГОДА ТАКЖЕ НА ЮЖНО-ПРИБОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОСА»

*IT WAS FOR THE FIRST TIME IN GAZPROM NEFT GROUP OF COMPANIES AND IN WEST SIBERIA THAT GAZPROMNEFT-KHANTOS HAS CARRIED OUT A UNIQUE TECHNOLOGICAL OPERATION ON A 30-STAGE HYDRAULIC FRACTURING AT THE YUZHNO-PRIOBSKOYE FIELD. UNTIL NOW, AN 18-STAGE OPERATION IN A SINGLE HORIZONTAL WELL BORE WAS CONSIDERED TO BE THE MAXIMUM VALUE IN THE COMPANY; IT WAS CARRIED OUT IN MARCH 2016 AS WELL AT THE YUZHNO-PRIOBSKOYE FIELD OF GAZPROMNEFT-KHANTOS*

**Ключевые слова:** многостадийный гидроразрыв пласта, бурение скважин, добыча нефти, гибкая насосно-компрессорная труба, Южно-Приобское месторождение.

– **Николай Владимирович, за счет чего стало возможно проведение 30-стадийного ГРП на Южно-Приобском месторождении?**

– Мы можем говорить о влиянии сразу нескольких факторов. Увеличить количество операций компании удалось благодаря применению «бесшаровой» технологии заканчивания и стимуляции скважины. Второй фактор – возможность бурения горизонтального ствола длиной 1,6 км. Впервые за всю историю разработки Южно-Приобского месторождения выполнено бурение такого длинного горизонтального участка скважины. До этого максимальная длина ствола составляла 1 км. Был использован новый буровой станок с увеличенной грузоподъемностью и роторная управляемая система, которая позволяет делать четкую проводку инструмента в горизонтальном стволе. Ещё один важный момент – применение нового подхода к самому ГРП. Для ускорения подготовки непосредственно к проведению операции мы использовали горизонтальную емкость бассейнового типа объемом 600 кубометров, организовали двухсменный режим работы бригад ГРП и подготовки. Повлияла на процесс и слаженная работа подрядных организаций по гидроразрыву и по гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ). В итоге, за сутки выполнялось до 6 стадий ГРП.

– **Многостадийный ГРП можно применять на любом месторождении?**

– Месторождения все разные, и к каждому нужен свой подход. Использование многостадийного ГРП должно обосновываться технологически и экономически. В целом можно сказать, что, чем ниже фильтрационно-емкостные свойства пластов – мощность и проницаемость, чем хуже запасы нефти по качеству, тем более экономически оправданно строительство горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП.

– **Почему использованная при проведении 30-стадийного ГРП технология получила название «бесшаровая»?**

## ФАКТЫ

**1,6** км

длина горизонтального  
ствола участка скважины  
на Южно-Приобском  
месторождении

**600** м<sup>3</sup>

объем горизонтальной  
емкости бассейнового  
типа использованной  
для ускорения подготовки  
к МГРП

**6**

стадий ГРП  
было выполнено  
за сутки

– Особенность новой технологии состоит в способе изоляции портов ГРП друг от друга. Порты – это точки внутри скважины, где планируется провести гидроразрыв. При использовании «шаровой» технологии каждая новая зона ГРП отделяется от предыдущей композитным или металлическим шаром. Диаметр шаров возрастает от зоны к зоне и не позволяет провести более 10–12 операций гидроразрыва из-за конструктивных особенностей скважины. Кроме того, шары после завершения ГРП нужно разрушать.

Перед проведением многостадийного ГРП на Южно-Приобском месторождении мы спустили в скважину специальные муфты, которые сдвигаются с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы. В трубе находится специальный инструмент с многоразовой уплотняющейся «подушкой», которая разбухает и отделяет зоны с уже проведенным ГРП. Таким образом, мы больше не ограничены диаметром шаров, можем размещать муфты как хотим, на каком угодно расстоянии. Это открывает новые перспективы по увеличению числа стадий гидроразрыва пласта.

Благодаря применению в горизонтальном участке скважины «бесшаровой» технологии появляются возможности как для максимального ускорения процесса освоения и запуска скважины в постоянную работу, так и для проведения геофизических работ и интенсификации притока в ходе эксплуатации горизонтальной скважины.

После выполнения работ оборудование можно транспортировать к следующему месту проведения ГРП. Количество стадий гидроразрыва пласта ограничивается протяженностью скважины и технико-экономическими расчетами. Через несколько лет мы без проблем сможем провести на скважине повторный ГРП. Проведение повторных многостадийных ГРП на горизонтальных скважинах с «шаровой» технологией заканчивания сопряжено с рядом технологических и технических рисков и имеет низкую успешность.

**– Почему именно 30 стадий?**

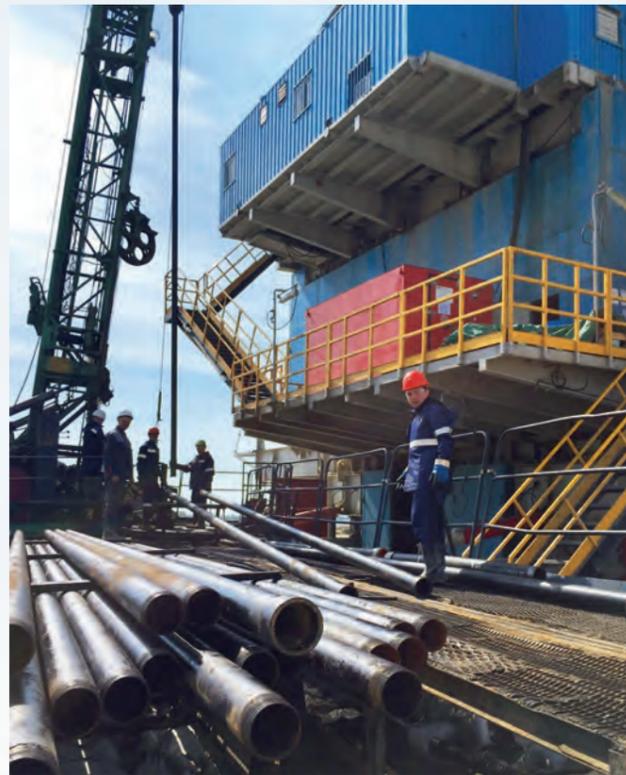
– Совместно с нашими коллегами из Научно-технического центра «Газпром нефти» в Санкт-Петербурге мы произвели расчеты, в том числе на гидродинамической модели. Было известно, что у скважины будет горизонтальный ствол 1,5 км и в нем для большей эффективности нужно разместить максимальное количество стадий при высокой окупаемости. Рекомендации подрядных организаций, технико-экономические расчеты подтвердили обоснованность решения о проведении именно 30-стадийного ГРП.

**– В чем заключалась сложность операции?**

– До сих пор максимальным значением в компании считалась 18 стадий ГРП. И вот – значительный количественный и качественный скачок. Такое технологии уже применялись в Северной Америке, в России мы это сделали первые. Работы были непростые, ведь глубина скважины более 4,5 км. Самым сложным было наладить взаимодействие между подрядными организациями. На скважине одновременно работали бригада гидроразрыва пласта и бригада гибкой насосно-компрессорной трубы. Обычно они следуют друг за другом. Кроме того, на площадке находились наши специалисты, которые контролировали процесс, как с точки зрения соблюдения технологии, так и выполнения требований по промышленной безопасности и охране окружающей среды, чтобы все работы проводились в кратчайшие сроки и безаварийно. И все получилось.

**– За счет чего возможно получение положительных результатов?**

– Главное – верное планирование. Мы неоднократно все рассчитывали на симуляторах, на моделях, проводили сессию бурения и освоения «на бумаге». Сказалась командная работа всех производственных Функций и Научно-технического центра. Мы, как дочернее общество, создали рабочую группу, в которую входили специалисты различных подразделений. Кроме того, у нас бы ничего не получилось без тесного взаимодействия с подрядными организациями.



**ФАКТЫ**

**4,6 км**  
глубина скважины

**14 дней**  
время от начала опытно-промышленных работ до начала работы скважины

**– Сколько времени занял проект?**

– Дата начала опытно-промышленных работ – 25 мая 2016 года, 7 июля скважина уже была в работе. Для первого раза и с учетом выполнения 30 стадий ГРП – это очень быстро.

**– Как проект влияет на окружающую среду?**

– Во время проведения работ влияние на окружающую среду было сведено к минимуму. Современные технологии строительства и заканчивания скважин позволяют нам обезопасить окружающую среду от техногенного воздействия. Кроме того, контроль со стороны «Газпромнефть-Хантоса», как заказчика, был очень серьезным. Мы преследуем цель «ноль» – отсутствие вреда персоналу, окружающей среде и собственности при выполнении работ. ●

KEY WORDS: *multi-stage hydraulic fracturing, well drilling, oil production, flexible pump-compressor pipe, the Southern-Priobskoye field.*

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

**10–13 июля**

8-я  
Международная  
промышленная  
выставка

**ИННОПРОМ-  
2017**

г. Екатеринбург

**ИЮЛЬ**

П	3	10	17	24	31
В	4	11	18	25	
С	5	12	19	26	
Ч	6	13	20	27	
П	7	14	21	28	
С	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30

**11–13 июля**

Международная выставка нефтегазовой и нефтехимической промышленности

**Oil and Gas Asia – OGA 2017**

Малайзия, Куала-Лумпур, Kuala Lumpur Convention Centre

**18–20 июля**

Международная выставка оборудования и технологий угольной промышленности

**ICME  
2017**

Китай, Урумчи, Xi'an Qujiang International Convention & Exhibition Center (QICEC)

**11–13 июля**

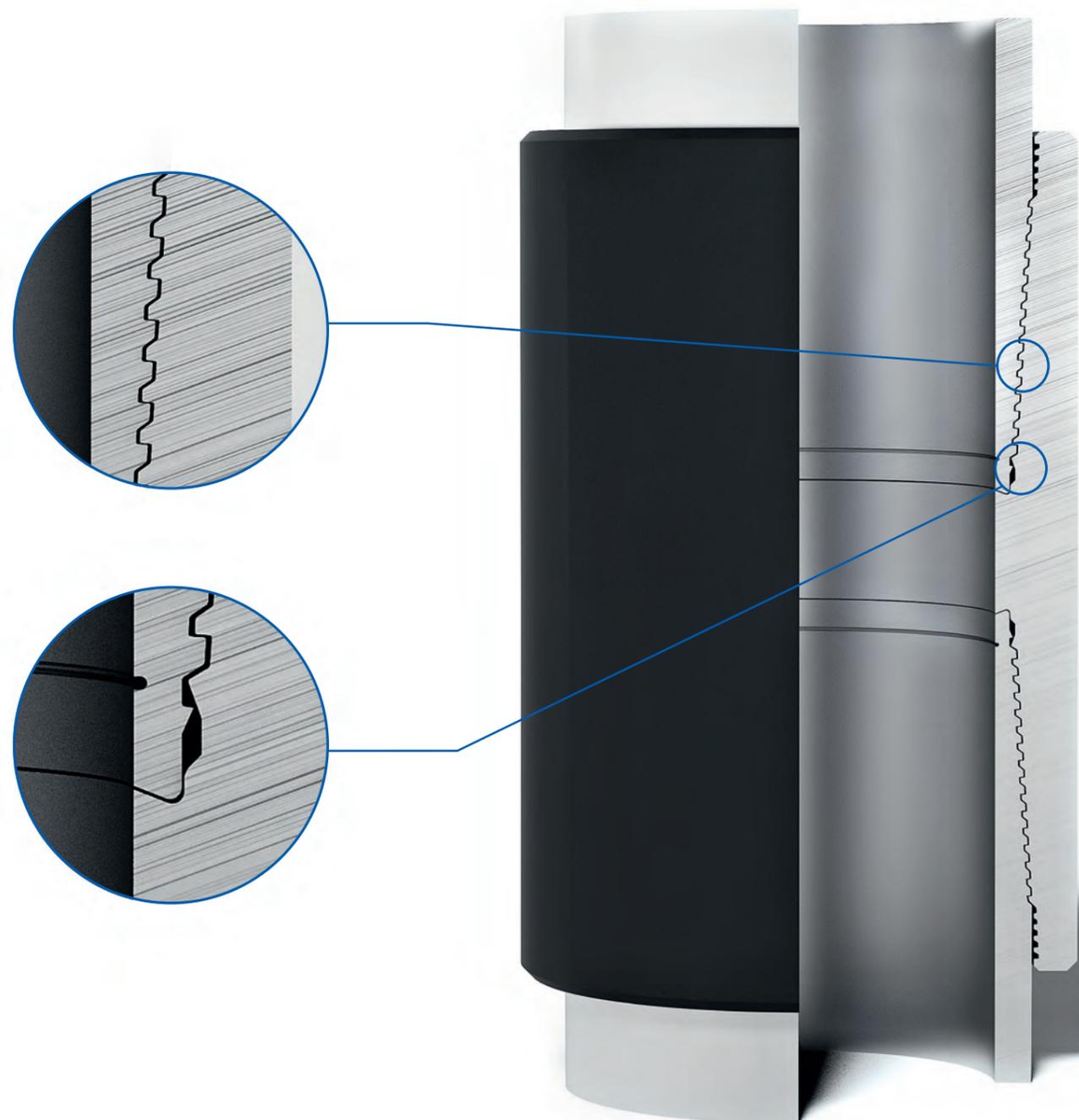
Международная выставка нефтегазовой промышленности

**Oil and Gas Africa 2017**

Южно-Африканская Республика, Кейптаун

С 27 по 30 июня 2017 года

ждём Вас на выставке MIOGE-2017.  
Наш стенд – А215, Зал 13, Павильон 3



## ТРУБА ОБСАДНАЯ ОТВ-6,35

### Область применения

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

### 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 пояса до ОП;

### Уникальность конструкции

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

- Облегчение визуального контроля окончания свинчивания резьбы за счет совпадения торца муфты с началом широкого кругового пояса;
- 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

Данные трубы применяются для крепления сложного профиля.

### 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;

### Уникальность конструкции

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

- 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, являющегося демпфером при работе соединения и отличительной особенностью геометрии – брендом УК ООО «ТМС групп».

## ТРУБА ОБСАДНАЯ ТМС-СРВ2

### Область применения

Обсадные трубы применяются для добычи сверх вязкой нефти методом парогравитационного дренажа (SAGD).

### 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;

### Уникальность конструкции

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

- Соединение позволяет значительно увеличить крутящие моменты свинчивания и несущую способность резьбового соединения;
- Значение крутящего момента отлично от указанных в таблице минимальных, оптимальных и максимальных Mкр. Для обсадных труб 245\*8,9мм – Mкр=42 кН.

# ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

РАСМОТРЕНЫ ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ, ВКЛЮЧАЯ РЕСУРСЫ СЛАНЦЕВОЙ, ВЫСОКОВЯЗКОЙ И БИТУМНОЙ НЕФТИ. ДАНА ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ (ТРАДИЦИОННОЙ) СКВАЖИННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ С ПОЗИЦИЙ ОБОСНОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВ И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОСВОЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ГОРНЫХ ПОРОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ПОКАЗЫВАЕТСЯ НЕПРИЕМЛЕМОСТЬ РАЗДЕЛЬНО-ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО В ПРОСТРАНСТВЕ И ВРЕМЕНИ ОСВОЕНИЯ И ДОБЫЧИ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМ И ВИДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (РАЗЛИЧНЫХ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ), СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ЭТИХ ОТЛОЖЕНИЯХ, ДЛЯ ШИРОКОМАСШТАБНОГО ОСВОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И АНАЛОГИЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОВОЛЖЬЯ С ПОМОЩЬЮ ТРАДИЦИОННЫХ ЧИСТО СКВАЖИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА ПРЕДЛАГАЮТСЯ ШАХТНО-СКВАЖИННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩИЕ ВСКРЫТИЕ УЧАСТКОВ (ШАХТНЫХ ПОЛЕЙ) ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ШАХТНЫМИ СТВОЛАМИ И ПОДГОТОВКУ ВЫЕМОЧНО-ДОБЫЧНЫХ БЛОКОВ (СТОЛБОВ) ПОДЗЕМНЫМИ ГОРНО-ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫМИ ВЫРАБОТКАМИ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ЦЕЛЕВЫХ ПРОДУКТОВ ИЗ ЭТИХ БЛОКОВ ПЛАСТА СИСТЕМАМИ НАГНЕТАТЕЛЬНО-СТИМУЛИРУЮЩИХ И ДРЕНАЖНЫХ (ДОБЫЧНЫХ) СКВАЖИН, КОТОРЫЕ БУРЯТСЯ В ОСНОВНОМ ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

*DESCRIBES CURRENT STATE AND CHARACTERISTICS OF EXPLORATION AND EXPLOITATION OF UNCONVENTIONAL SOURCES AND OIL RESOURCES, INCLUDING SHALE RESOURCES, HIGH-VISCOSITY AND BITUMEN OIL. THE CHARACTERISTIC OF THE EXISTING (TRADITIONAL) DOWNHOLE TECHNOLOGY TO THE DEVELOPMENT AND EXPLOITATION OF OIL AND GAS FIELDS BY DRILLING OIL AND GAS WELLS FROM THE EARTH'S SURFACE FROM THE STANDPOINT OF JUSTIFICATION OF THE PROSPECTS AND POSSIBILITIES OF DEVELOPMENT AND EFFICIENT PRODUCTION OF OIL FROM DEPOSITS OF THE BAZHENOV FORMATION ROCKS IN WEST SIBERIA. IT SHOWS THE UNACCEPTABILITY OF DUAL CONSISTENT IN SPACE AND TIME THE DEVELOPMENT AND PRODUCTION OF VARIOUS FORMS AND TYPES OF HYDROCARBONS (DIFFERENT STOCKS AND RESOURCES OF OIL) CONTAINED IN THESE DEPOSITS FOR LARGE-SCALE DEVELOPMENT OF THE BAZHENOV FORMATION AND SIMILAR OIL FIELDS OF THE VOLGA REGION WITH A PURELY TRADITIONAL WELL TECHNOLOGIES. AS AN ALTERNATIVE TECHNOLOGICAL APPROACH OFFERS COAL MINE-DOWNHOLE TECHNOLOGY AND ENERGY TECHNOLOGY SYSTEMS EQUIPMENT, PROVIDING FOR THE OPENING AREAS (MINE FIELDS) DEPOSITS BAZHENOV RETINUE MINE SHAFTS AND THE TRAINING OF MINING AND MINING BLOCKS (PILLARS) UNDERGROUND MINING AND PREPARATORY WORKINGS WITH THE SUBSEQUENT EXTRACTION OF TARGET PRODUCTS FROM THESE UNITS RESERVOIR INJECTION SYSTEMS-STIMULATING AND DRAINAGE (MINING) WELLS THAT ARE DRILLED MAINLY FROM UNDERGROUND MINES*

Ключевые слова: Баженовская свита, запасы и ресурсы нефти, освоение и эксплуатация месторождений, технологические подходы, шахтно-скважинные технологии, энерготехнологические комплексы.

**Ильюша Анатолий Васильевич,**  
д.т.н., профессор,  
генеральный директор,  
Научно-техническая и торгово-промышленная фирма  
ООО «Техноподземэнерго»

**Панков Дмитрий Анатольевич,**  
к.э.н.,  
генеральный директор,  
Независимое аналитическое  
агентство нефтегазового сектора  
ООО «НААНС-МЕДИА»

В последние годы объем добычи нефти в Ханты-Мансийском автономном округе, главном нефтедобывающем регионе Западной Сибири, неуклонно снижается. Где следует искать причину того, что успехи в освоении трудноизвлекаемых запасов углеводородов из Баженовской свиты горных пород в Западной Сибири, несмотря на раздающиеся время от времени «звуки фанфар» и победных реляций, все еще остаются весьма и весьма скромными?

Ключевым фактором освоения ТриЗ являются эффективные технологии, важным механизмом

мотивации – налоговые льготы. Но обсуждение льготирования, очень популярное сегодня, не должно затмевать необходимость развития технологий, иначе размывается смысл самих льгот. Что и говорить, сегодня об этом самом налоговом льготировании разработки ТриЗов и необходимости освоения все новых и новых месторождений нефти и газа наряду с представителями власти не говорят и не пишут в России только ленивые.

А до создания в стране мощной технологической основы разработки ТриЗов, да и эффективного недропользования в целом, как

водится, дело и вовсе не доходит. Поэтому, чтобы льготирование [1] не теряло смысла и чтобы призыв «Действовать!» действительно был осмысленным, а не повисал, что называется, в воздухе, для решения проблемы крайне важно понять и найти внятные ответы и на вопрос «кто (или что) виноват(о)», и на вопрос – «что делать».

В последнее время на страницах ведущих научно-технических журналов нефтегазового комплекса России интенсивно ведется дискуссия о нормативно-методических документах и критериях, регламентирующих недропользование в сфере нефтегазодобычи [2]. К сожалению, приходится констатировать, что эта дискуссия, да и само недропользование, как утверждают некоторые авторы (говорят «мы не разрабатываем месторождений, а добываем нефть») носят сугубо нефтегазовый [3, 4], т.е., скажем так, узковедомственный характер.

Но ведь в XXI веке недропользование для России уже не может и дальше оставаться узковедомственным или чьим-то «приватизированным», а введение в обиход критериев рациональности, наряду с традиционными критериями эффективности, которыми обычно и руководствуется нефтегазовый бизнес, уже не только не гарантирует принятие решений, обоснованных с позиций общественных целей и интересов, но и вступает с ними в явное противоречие, препятствуя на самом деле, как профессиональной научной дискуссии в этой области, так и просто консервируя многие недостатки и болячки современной нефтегазодобычи.

Что и говорить, не только инновационный характер и комплексность освоения и отработки (эксплуатации) нефтегазовых месторождений, но и социальная ориентированность недропользования для России XXI века становятся жизненно необходимыми. Дело в том, что помимо критериев эффективности и рациональности, о которых сегодня говорится все чаще, как о чем-то якобы инновационном в освоении и отработке нефтегазовых месторождений, мы не должны забывать и о том, что сами по себе эти критерии (понятия) существовали и будут всегда иметь место в окружающем нас мире, имея при этом в каждый текущий момент времени нашей жизнедеятельности то или иное конкретное содержание и наполнение. И уж ни в коем случае мы не должны игнорировать тот громадный исторический опыт, который накоплен человечеством в целом в горном деле, составляющем индустриальную основу недропользования. При этом следует также иметь в виду, что развитие научно-технического прогресса (или в более масштабном отрезке времени – технологического уклада) зависит не только от целеполагания и достигнутого уровня совершенства, но и имеет свою внутреннюю логику и формируемые тенденции развития («В Будущее через Опыт прошлого» – Закиров С.Н. [5]).

Уже много последних лет перспективы нефтедобычи в России связываются с необходимостью обеспечения рациональности и эффективности освоения и промышленной эксплуатации Баженовской свиты горных пород в Западной Сибири как главной нефтегазоносной провинции для страны. Внимательный читатель, конечно же, заметит, что мы только что переставили местами (по сравнению с общепринятым сегодня подходом) критерии эффективности и рациональности. Но сделали мы это совсем не случайно, имея при этом в виду те тенденции и приоритеты, которые выстраиваются сегодня в России, как на законодательном уровне (федеральные законы в области недропользования, Энергетическая стратегия, отраслевые Генеральные схемы развития и т.д.), так и корпоративную политику основных недропользователей – нефтегазодобывающих компаний страны. Проблема рациональности освоения Баженовских отложений формально говоря, даже как бы и не обсуждается, оставаясь при этом, как нам представляется, далеко не на первом месте в списке действующих приоритетов, чему свидетельствует, в частности, идущий «ни шатко, ни валко» ход работ по созданию научного полигона «Баженовский». Об эффективности же освоения добычи нефти из Баженовской свиты, обладающей свойствами многих других известных в мире нефтегазоносных сланцевых залежей, и создании действительно прорывных технологий освоения и эксплуатации этой гигантской кладовой углеводородного (и не только) сырья без большой доли скепсиса и вовсе говорить не приходится.

УДК 622.276.5 + 622.297.5 (072.8)

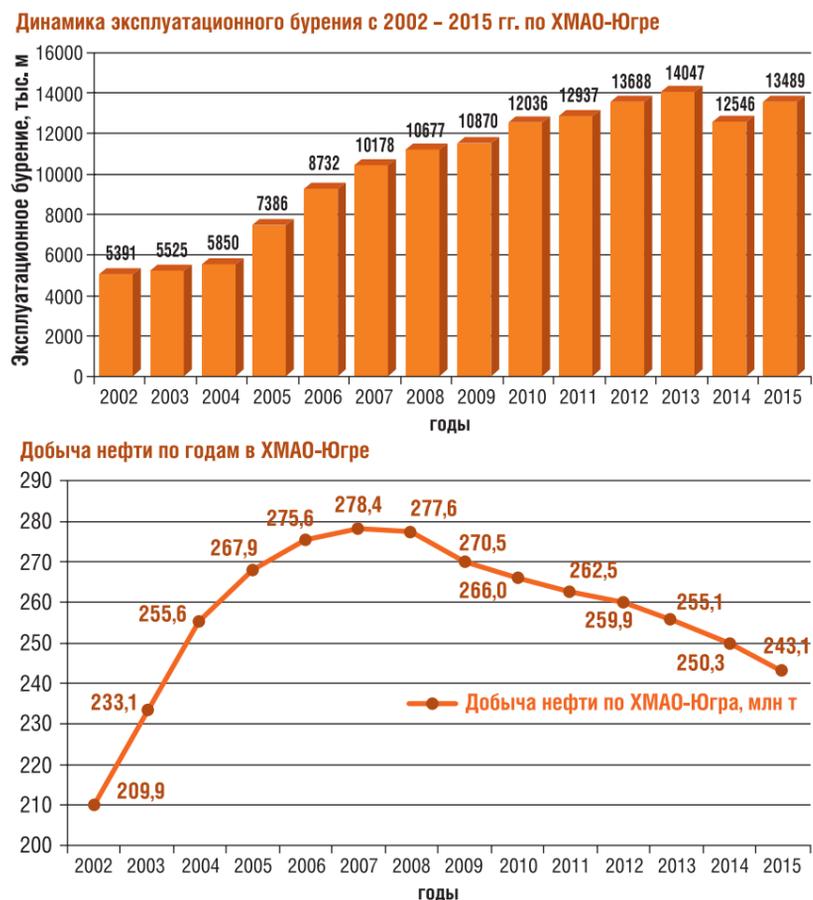


Не вдаваясь здесь в более детальный анализ современной трактовки и содержательного наполнения критериев рациональности и эффективности освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений, отметим, что сегодня в этой проблеме все более очевидной и весомой становится и экологическая составляющая недропользования. Без эффективного решения именно экологических вызовов, возникающих при широкомасштабной отработке Баженовских залежей, говорить о перспективной рациональности и эффективности добычи нефти в Западной Сибири вряд ли можно.

Существует легенда, что еще на заре нефтяной эры знаменитый полковник Дрейк в начале черной (нефтяной) лихорадки в Пенсильвании в середине 19-го века в противовес в общем-то уже господствовавшему в то время в горном деле подземному – шахтному способу добычи полезных ископаемых (прежде всего, конечно, при добыче угля и железной руды) заявил, что «нефть нужно бурить». И нужно со всей очевидностью признать тот факт, что сегодня, т.е. спустя больше чем полторы сотни лет, технология освоения и добычи углеводородов путем бурения скважин с поверхности матушки-Земли победоносно шагает не только по всем континентам, но и все больше погружается в нефтегазоносные (продуктивные) пласты со всяких там (иногда циклопических и весьма дорогостоящих) морских сооружений и нефтедобывающих платформ, вплоть до размещения уже на морском дне подледно-подводных буровых и добычных комплексов в Северном Ледовитом океане, куда пока еще не добралась в массовом порядке эта вездесущая скважина.

Успехи бесшахтного способа (технологии) освоения и добычи нефти и газа скважинами, которые бурятся с поверхности настолько велики и впечатляющи, что сегодня многие и многие профессионалы нефтяники и газовики и в мыслях не допускают, что такой подход чем-то может не подходить для решения и возникающих новых вызовов в нефтегазодобыче. Тем паче, что именно эти сами чисто скважинные технологии позволили осуществить так называемую сланцевую

РИС. 1. Динамика эксплуатационного бурения и добычи нефти в ХМАО-Югре



революцию, ставшую одной из причин того, что на мировой рынок энергоресурсов в последние годы в буквальном смысле хлынул поток нефти и газа из, казалось бы, немыслимых источников и ресурсов, таких как залежи сланцевых и других плотных – непроницаемых горных пород.

Сложился почти непреодолимый стереотип, утверждающий, что именно этот технологический прием или подход и дальнейшее совершенствование традиционной скважинной технологии освоения и эксплуатации месторождений углеводородов должно стать чуть ли не единственным и решающим при освоении Баженовской свиты, с которой вот уже несколько десятков лет связываются, но все еще пока не сбываются, многие надежды по стабилизации и развитию нефтедобычи в Западной Сибири, ставшей достаточно успешной и развитой в инфраструктурном отношении частью России, несмотря на весьма непростые климатические условия и региональные

особенности. Возникают поэтому вполне естественные вопросы: так в чем же дело? Действительно ли возможности традиционной скважинной технологии добычи углеводородов являются всеобъемлющими и универсальными, а ее дальнейшее совершенствование и развитие само по себе должно лежать в основе работ по освоению Баженовской свиты? Не претендуя на какую-то абсолютную бесспорность суждений, на наш взгляд очевидно, что поиск ответов на эти непростые вопросы, должен лежать прежде всего в плоскости (скажем так) двух основных и притом бесспорных фактов или измерений, а именно: непосредственно в сути и особенностях самой традиционной скважинной технологии нефтегазодобычи и, с другой стороны, – в самой Баженовской свите горных пород, как источнике и своеобразной кладовой углеводородного сырья.

Еще в начале эры углеводородов достаточно было удачно выбрать

место заложения нефтяной скважины, а пробуравив ее с минимальными затратами получить фонтан нефти, чтобы считать, что дело сделано или, говоря современным языком, утверждать, что месторождение освоено и введено в эксплуатацию. Судя даже по ряду телевизионных сообщений федеральных каналов в последнее время, приходится (как это не удивительно) признать, что именно этот принцип и сегодня во многом является преобладающим в деятельности всех или почти всех недропользователей, которые работали, работают или приходят в Западную Сибирь, кстати, почти независимо от их размера или экономической весомости.

Однако об ущербности такого принципа пользования недрами в этом регионе нефтегазодобычи в дальнейшем говорит тот факт, что, как показывает многолетняя практика, освоение и эксплуатация здесь нефтегазовых месторождений растягивается на множество стадий и этапов, называемых пробная, опытно-промышленная, первая очередь, вторая очередь, ранняя, устойчивая, поздняя, заключительная или еще как-то там. Так, по некоторым данным, на Салымском нефтяном месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре первые притоки нефти были получены даже из залежей Баженовской свиты еще в 1967 году. При этом иногда под громкий бой барабанов на всю «вселенную» сообщается о якобы уже имеющихся революционных достижениях и способности традиционной скважинной технологии вместе с технологией обработки продуктивных пластов АСП вдохнуть новую жизнь во всю углеводородную Западную

Сибирь. При этом, правда, умалчивается, что для этой самой технологии АСП потребуется возить анионоактивное ПАВ из Америки, а полимеры покупать у Франции (если продадут, конечно), не говоря уже о других трудностях этого в общем-то традиционного технологического подхода. Не прекращаются также и настойчивые попытки «обосновать» технологию «многостадийного» чисто скважинного освоения и отработки (эксплуатации) нефтегазовых месторождений, включая даже самый высокий научный уровень [6], например, притом что любые попытки сформулировать какие-то альтернативные и реально нетрадиционные пути, мягко выражаясь, почти не обсуждаются и заворачиваются, что называется, «с порога». В конечном итоге это приводит к тому, что такой важнейший показатель эффективности нефтедобычи и пользования недрами по факту для всей Западной Сибири, как коэффициент извлечения нефти (КИН) даже на месторождениях с традиционными коллекторами для самого верхнего нефтегазоносного горизонта (сеноманские залежи на глубине около 1000 м) сегодня находится на уровне, позволим себе сказать, жалких 20–30%.

Весьма тяжелыми в действительности оказываются и экологические последствия традиционной скважинной технологии освоения и эксплуатации нефтяных месторождений в Западной Сибири, представляющей собой сильно заболоченную низменность с переходом на севере в тундру, поскольку в процессе освоения месторождений приходится производить гигантский объем работ по прокладке и отсыпке внутривидовых

дорог, сооружению насыпных оснований для строительства скважин и кустовых площадок, а также прочих нефтепромысловых объектов. Достаточно посмотреть, например, на «текущую» ситуацию с некогда легендарным Самотлором, уже фактически вступившим в завершающую стадию эксплуатации и экологические «прелести» традиционного освоения и отработки которого особенно наглядно видны на снимках «сверху» (рисунок 2).

В целом, как показывает реальная практика нефтедобычи даже на обычных (традиционных) нефтяных месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, все еще являющегося главным регионом по добыче нефти в стране, традиционная скважинная технология добычи нефти, несмотря на значительный рост в последние годы объема буровых работ в округе и широко рекламируемое компаниями-недропользователями применение ГРП, зарезку боковых стволов в скважинах, строительство так называемых горизонтальных скважин для повышения нефтеотдачи и т.д., происходит неуклонное снижение общей добычи нефти в этом регионе.

Широкомасштабное и эффективное освоение залежей Баженовской свиты, необходимость которого признается сегодня почти всеми, призвано обеспечить решение не только проблемы «добычи нефти», но и имеет важнейшее социальное значение, причем не только для самой Западной Сибири, но и для всей экономики страны, а превращение этой нефтегазоносной провинции в гигантскую опытно-промышленную площадку по отработке технологий инновационно-комплексного освоения и эксплуатации

РИС. 2. Панорамные снимки освоения и эксплуатации легендарного Самотлора



месторождений должно быть не на словах, а на деле социально-ориентированным и в полной мере отвечать на вызовы недропользования XXI века.

Проведенный в последние годы в Центре нефтегазовых технологий МГУ им. М.В. Ломоносова, да и в ряде других научно-исследовательских организаций [7–9] комплекс геофизических исследований показывает, что алгоритмы и методики подсчетных параметров по Баженовской свите должны предусматривать возможность установления не только объемов подвижной нефти V1, объемов высвобождаемой нефти V2, но и объем так называемого нефтегенерационного потенциала V3. Здесь же совершенно справедливо указывается, что Баженовская свита в целом является настолько нетрадиционным объектом для освоения и разработки, что для него фактически отсутствуют:

- понятие «залежь» с ее неизменными атрибутами – ВНК, внешним и внутренним контурами, переходной зоной, зоной предельного нефтенасыщения и т.п.;
- понятие коллектор/неколлектор с точки зрения граничных значений пористости и проницаемости продуктивного пласта.

Исходя из этого, предлагается следующая (заметим, как бы единственная или само собой разумеющаяся) концепция освоения и эксплуатации Баженовской свиты в Западной Сибири, сводящаяся вкратце к следующему. Во-первых, производится прогноз и выделение зон площадной дифференциальной продуктивности путем подсчета и оценки ресурсной базы нефти Баженовской свиты по нескольким типам объемов:

- по объему подвижной нефти, включающей запасы и ресурсы первого типа. К запасам предлагается относить объем подвижной нефти, притоки которой могут быть получены в результате испытаний или опытной эксплуатации без специальных воздействий на продуктивный пласт. К ресурсам первого типа предлагается относить объемы подвижной нефти, дополнительные притоки которой могут быть получены из пластов технически стимулируемых «коллекторов»

свиты при осуществлении геолого-технологических мероприятий (ГТМ);

- по объему высвобождаемой нефти (ресурсы второго типа) – представляют собой сорбированные УВ и запечатанную ими свободную нефть;
- по объему «синтетической» нефти (остаточный генерационный потенциал), представляющей собой объемы нефти, которые можно получить при деструкции керогена (ресурсам третьего типа).

Во-вторых, выделяются участки (зоны), наиболее и наименее перспективные для эксплуатационного бурения при существующих технологиях добычи нефти. Зоны с наибольшей ожидаемой продуктивностью рекомендуются к разработке в первую очередь, а зоны с наименьшей продуктивностью рекомендуются к разработке после создания и усовершенствования технологий по добыче связанных УВС и нефти из закрытых пор. Для зон с высоким остаточным генерационным потенциалом ОВ и большим объемом физически связанных УВ необходимо разрабатывать новые способы получения нефти.

Однако принятие этой концепции освоения и эксплуатации углеводородов Баженовской свиты в Западной Сибири, да и многих других месторождений и источников нетрадиционных углеводородов в других регионах Российской Федерации, не просто наталкивается на большие трудности чисто экономического порядка, но и (что еще более важно) фактически будет консервировать с усугублением в отрицательную сторону технологических недостатков, органически присущих традиционным (существующим) технологиям освоения и эксплуатации месторождений углеводородного сырья и комплексному освоению и использованию недр в целом.

Фактически, как мы видим, предлагается метод или технологический подход освоения и эксплуатации Баженовской свиты, называвшийся у нас еще не так давно «империалистическим или хищническим» способом эксплуатации месторождений полезных ископаемых,

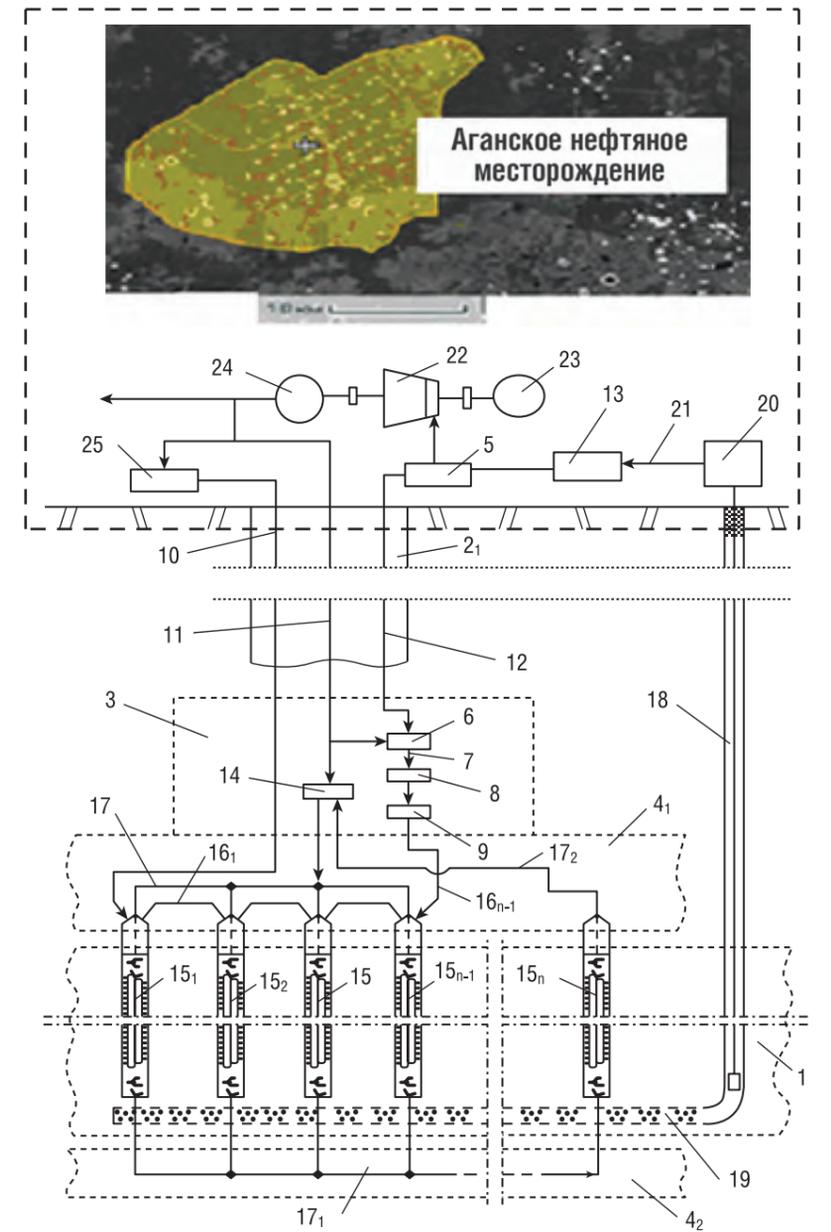
предполагающий поиск и снятие наиболее лакомых кусков пирога в виде так называемых запасов (подвижной нефти) и ориентацию на то, что, быть может, кто-то и когда-то в последующем добудет из этой самой свиты не менее 70% оставшегося углеводородного сырья в виде ресурсов и генерационного потенциала. Вследствие значительно большей глубины баженовского горизонта, особенностей и сложности пустотного пространства продуктивного пласта, повышенной глинистости и (как следствие) высокой гидрофобности, а также наличия ряда других осложняющих факторов и отличительных особенностей горных пород этой свиты, это едва ли возможно в принципе. Возьмем, например, хотя бы тот же ГРП как некую панацею или одну из «голубых фишек» сланцевой революции, которую еще и сегодня кое-кто называет «вот-вот сдующимся пузырем». С одной стороны, как утверждается в [7], в исследованных регионах геохимические параметры в отложениях Баженовской свиты распределены более или менее равномерно, что связано с «монофациальными относительно глубоководными условиями осадконакопления в баженовское время». Это уже само по себе делает весьма сомнительными попытки поисков промышленных скоплений легкой подвижной нефти. С другой стороны, не менее призрачными будут и попытки искусственного (за счет ГРП) повышения пористости и проницаемости. Дело в том, что поровое пространство продуктивного пласта свиты, как показано в упомянутых работах содержит «открытые, сообщающиеся поры, заполненные подвижной нефтью; замкнутые поры, занятые свободной нефтью; сорбированные углеводородные соединения на поверхности пор, воду, сорбированную на поверхности глинистых минералов и гидрофильных капиллярах», а в целом породы Баженовских отложений обладают и повышенным содержанием керогена. Кроме того, сам продуктивный пласт имеет не только относительно небольшую мощность, но и еще является сложно построенным. В этих условиях создание в достаточно глубоко залегающем продуктивном пласте путем бурения скважин с поверхности

земли высокоэффективной нагнетательно-стимулирующей и дренирующей системы, да и просто осуществление ГРП и повышение коэффициента охвата скважин становится весьма и весьма призрачным.

Вместе с тем, как показывают наши проработки и исследования [10–13], да и вся, можно сказать, многовековая история развития горного дела, сегодня есть все основания говорить о том, что возможны и другие, причем не просто альтернативные традиционному, охарактеризованному выше, чисто скважинному подходу к освоению и эксплуатации отложений Баженовской свиты, но и подходы, которые в максимальной степени интегрируют в себе весь мировой опыт и возможности всех освоенных и, можно сказать, веками отработанных в горном деле технологий добычи полезных ископаемых, включая, разумеется, и современные (традиционные) скважинные способы освоения и отработки месторождений углеводородного сырья.

Речь идет о так называемых шахтно-скважинных технологиях и подходах к освоению и эксплуатации пластовых залежей и месторождений полезных ископаемых, обеспечивающих на инновационном уровне и не на словах, а на деле комплексный подход к вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов и ресурсов нефти и газа, к которым, безусловно, целиком и полностью относятся и отложения Баженовской свиты в Западной Сибири и многие месторождения высоковязкой, битумной и так называемой «недозревшей» нефти в Поволжье. Основным концептуально-методическим положением (системно-технологическим приемом) такого инновационного подхода является следующий принцип: вскрытие и подготовка к отработке продуктивных пластов осуществляется с помощью шахтных стволов и подземных горных выработок, а извлечение целевых продуктов из продуктивных пластов нефтегазоносных залежей ведется соответствующим образом подготовленными выемочно-добычными блоками-столбами с помощью всего арсенала современных скважинных способов и технологий обеспечения нефтеотдачи путем бурения

РИС. 3. Технологическая схема инновационной шахтно-скважинной «вторичной» отработки Аганского нефтяного месторождения в Западной Сибири [17]



стимулирующих и добычных скважин (и/или их систем) из подземных горных выработок.

В целом в основе предлагаемого научно-методического и действительно инновационного подхода [14–17] лежит необходимость и реальная возможность создания в продуктивных пластах высокоэффективных и полностью управляемых дренирующих систем за счет шахтного вскрытия продуктивной залежи и подготовки выработками выемочных блоков (участков) пласта для последующей

скважинной добычи углеводородов. Важнейшими составляющими такого подхода являются:

- разработка и использование энергоэффективных, ресурсосберегающих и безопасных способов и технологий воздействия на продуктивные пласты;
- обеспечение полной утилизации и эффективное использование попутных нефтяных газов для процессов извлечения углеводородов из продуктивных пластов и производства электрической энергии для энергоснабжения создаваемых



подземных (шахтно-скважинных) энерготехнологических комплексов, а также максимально полное и комплексное использование всех составляющих (компонентов) продукции скважин;

- обеспечение экологической чистоты, безопасности и снижения уязвимости энерготехнологических комплексов и производств при освоении и эксплуатации в сложных условиях запасов и ресурсов нефти и газа независимо от их генетического происхождения, стадий и путей миграции, степени подвижности, связанности и зрелости углеводородов, что и будет определять насколько долго в стратегическом плане углеводородная энергетика сможет удерживать свои позиции в современном мире;
- максимально полная ориентация на наиболее отработанные технологии и оборудование отечественного производства.

В стратегическом плане следует также признать, что именно шахтно-скважинные технологии и подземные энерготехнологические комплексы позволяют в принципе эффективно решить и такую важнейшую для многих уже как бы полностью выработанных нефтяных месторождений с традиционной нефтью (рисунок 3), содержащих в своей структуре не только значительные остаточные и неизвлекаемые существующими способами объемы углеводородного сырья, но также и продуктивные

пласты с тяжелой и высоковязкой нефтью, что само по себе, помимо проблемы освоения Баженовской свиты, также крайне важно для экономики Западной Сибири и Поволжья, да и для всей экономики страны. ●

**Литература**

1. ФЗ «Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)» от 05.08.2000 № 117 (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.10.2016).
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. О регламентирующих документах в нефтегазовом недропользовании. – Нефтяное хозяйство. – 2016, № 10, с. 6–9.
3. Закиров С.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерий рациональности. – Георесурсы. – 2014, № 4 (59), с. 16–19.
4. Закиров С.Н. Недропользование и нравственность – понятия неразделимы. – Недропользование XXI век. – 2010, № 2, с. 73–76.
5. Закиров С.Н. В Будущее через опыт прошлого. – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002, № 5, с. 64–66.
6. Способ разработки залежи нефти в отложениях Баженовской свиты. Патент РФ № 2513963 от 08.10.2012 г. – Патентообладатель – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) / Авторы: Дмитриевский А.Н., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров И.С., Аникеев Д.П., Ибатуллин Р.Р., Якубсон К.И.
7. Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе Баженовской свиты (Западно-Сибирский Бассейн). – Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9 – № 1, с. 2–15.
8. Библибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Юканова Е.А., Калмыков Г.А., Валова Л.В., Ганичев Д.И. Алгоритмы определения подсчетных параметров отложений баженовской свиты по Сальмской группе месторождений. – Научно-технический вестник НК Роснефть. – 2015, № 2, с. 9–17.

9. Библибин С.И., Валова Л.В., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Юканова Е.А., Полякова Ю.В., Калмыков Г.А. Алгоритмы определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов V1 и ресурсов V2 и V3 Баженовской свиты по Сальмской группе месторождений. – Геофизика. – 2015, № 3, с. 37–50.
10. Афанасьев В.Я., Ильюша А.В., Линник Ю.Н., Линник В.Ю. и Шерсткин В.В. Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири и Поволжья. – Электронный журнал «Технологии добычи и использования углеводородов». № 1 (5), 2015. – www.tp-ning.ru.
11. Афанасьев В.Я., Ильюша А.В., Линник Ю.Н., Линник В.Ю., Шерсткин В.В. Инновационные шахтно-скважинные технологии освоения и эксплуатации запасов сланцевой нефти Западной Сибири и Поволжья. – Научно-практический журнал «Время коллэбинга». – № 3 (053), сентябрь 2015.
12. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Линник В.Ю., Шерсткин В.В., Корчак А.В., Рахутин М.Г., Каверин А.А. Физико-технические основы и особенности прорывных шахтно-скважинных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти и повышения КИН. – Электронный журнал «Технологии добычи и использования углеводородов». – № 1 (6), 2016. – www.tp-ning.ru.
13. Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Линник В.Ю., Шерсткин В.В., Корчак А.В., Рахутин М.Г., Каверин А.А. Физико-технические основы и особенности прорывных шахтно-скважинных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти и повышения КИН. – Научно-практический журнал «Время коллэбинга». – № 1 (059), март 2017.
14. Способ разработки сланцевых нефтегазосодержащих залежей и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2547847 от 20.02.2014 г. Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ) / Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Вотинов А.В., Годин В.В., Удуг В.Н., Захаров В.Н., Линник Ю.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Шерсткин В.В.
15. Способ шахтно-скважинной добычи сланцевой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2574434 от 23.12.2014 г. – Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ) / Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Воронцов Н.В., Шерсткин В.В.
16. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой (битумной) нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2579061 от 27.02.2015 г. – Патентообладатель – ФГБОУ ВПО «Государственный университет управления» (ГУУ) / Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Воронцов Н.В., Шерсткин В.В.
17. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. – Патент РФ № 2593614 от 14.05.2015 г. – Патентообладатель – ФГБОУ ВО «Государственный университет управления» (ГУУ) / Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Корчак А.В., Шерсткин В.В.

**KEYWORDS:** *Bazhenov formation, stocks and oil resources, exploration and exploitation of deposits, technological approaches, mine-borehole technology, energy technology complexes.*



**INNOPROM**



**JAPAN**  
Partner Country 2017

**БОЛЬШАЯ ИНДУСТРИАЛЬНАЯ НЕДЕЛЯ**

**ТЕМА: УМНОЕ ПРОИЗВОДСТВО**

10-13 июля 2017, г. Екатеринбург



**Международная промышленная выставка в России**



Делегации бизнеса и власти из **95** стран мира



**640** промышленных компаний-экспонентов из **20** стран мира



**150** деловых мероприятий



**50 000** кв метров



**50 000** посетителей: профессиональная аудитория – **60%**

# ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЦИАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

## ССК: КУРС НА ПРЕЕМСТВЕННОСТЬ

В НАСТОЯЩИЙ МОМЕНТ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» РАБОТАЕТ СРАЗУ С ТРЕМЯ БУРОВЫМИ ПОДРЯДЧИКАМИ, ОДИН ИЗ КОТОРЫХ – АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ». ПОЧЕМУ ВЕДУЩИЕ ДОБЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ВЫБИРАЮТ СОТРУДНИЧЕСТВО С СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИЕЙ?

*AT PRESENT, "GAZPROMNEFT-KHANTOS" IS WORKING WITH THREE DRILLING CONTRACTORS AT ONCE, ONE OF THEM IS JSC "SIBERIAN SERVICE COMPANY". WHY DO THE LEADING PRODUCING COMPANIES CHOOSE COOPERATION WITH SIBERIAN SERVICE COMPANY?*

Ключевые слова: *буровые подрядчики, Газпромнефть-Хантос, Сибирская Сервисная Компания, кадры, научно-техническая конференция, социальная эффективность, социальные технологии.*

**Яценко Алена  
Викторовна,**  
к.э.н.  
АО «Сибирская Сервисная  
Компания»

УДК 331

Известный факт: успех компании держится на высоком профессионализме ее сотрудников. И в АО «ССК» – ведущей российской нефтесервисной компании, успешно работающей на рынке с 2000 г., – это прекрасно понимают и делают все, чтобы создать максимально комфортные условия для плодотворной работы.

В нефтегазовой отрасли от человеческого фактора зависит очень многое. В бурении порядка 60% времени занимает подготовительный процесс. Именно поэтому от скорости и качества выполнения всех подготовительных работ зависит общая результативность проводимых работ. Справляться с растущими объемами и соответствовать требованиям заказчика здесь под силу только опытным специалистам.

Там, где люди работают на опасных производственных объектах, часто в экстремальных условиях, вопросы социальной поддержки кадров относятся к разряду стратегических задач, от эффективности решения которых зависит развитие всего предприятия. А ведь бригады Сибирской Сервисной Компании – одни из лучших в России! Коллективы неоднократно отмечены благодарностями и наградами со стороны заказчиков.

Например, в конце 2016 г. был на высочайшем уровне отмечены показатели слаженной и профессиональной работы работников служб наклонно-направленного бурения и телеметрии филиала «ССК-Технологии»: благодаря проявленному профессионализму подрядчиков, работающих на скважинах Омбинского месторождения Нефтеюганского района, а также безупречной работе оборудования, было установлено несколько рекордов по коммерческой скорости и суточной проходке

Нельзя также не отметить и тот факт, что уже на протяжении 11 лет бригады АО «ССК» занимаются разбуриванием одного из крупнейших месторождений «Газпромнефть-Хантос» – Приобского. В среднем бригада бурит одну наклонно-направленную скважину в течении 10–12 дней – что тоже можно считать поводом для гордости. Были в истории компании и рекордные 8 дней.

На сегодняшний день в Сибирской Сервисной Компании интенсивно развивается бурение горизонтальных скважин. Такая работа требует качественно иных знаний, навыков и опыта работы. Но уже сейчас можно сказать, что профессионалы АО «ССК» успешно справляются и с этой задачей.

В помощь специалистам со стажем ССК растит новое поколение буровиков, предоставляет



### ФАКТЫ

# 60%

времени занимает подготовительный процесс в бурении

своим молодым специалистам все условия для раскрытия потенциала. Образовательные программы, социальное, материальное стимулирование, профессиональные конкурсы – все это реализуется в целях непрерывного повышения их квалификации. Работа начинается еще до трудоустройства в компанию и включает в себя прохождение производственной практики, стажировку. ССК активно работает с выпускниками лучших профильных учебных заведений Москвы, Санкт-Петербурга, Урала, Уфы, Томска, Тюмени и других городов, стажировку в компании и лучшие выпускники Нефтеюганского индустриального колледжа.

Статус молодого специалиста новичкам присваивается на пять лет и дает возможность воспользоваться определенными льготами и гарантиями. За каждым закрепляется опытный наставник, который адаптирует к условиям работы в компании, учит правильно использовать полученные за время учебы навыки, знания и умения. Для каждого специалиста разрабатывается индивидуальный план развития.

В июне этого года одна из бригад Нефтеюганского филиала АО «ССК» совместно с подрядными организациями «Газпромнефть-Хантос» закончила бурением горизонтальную скважину, фактический срок строительства которой составил 28,21 суток, при плановом сроке – 32,5 суток. Это очень хороший показатель

Сибирская Сервисная компания регулярно проводит научно-технические конференции. Это площадка для защиты новаторских разработок молодых специалистов всех филиалов компании. Их инициативы и предложения по улучшению производственной и управленческой деятельности руководство филиалов компании всегда ждет с интересом.

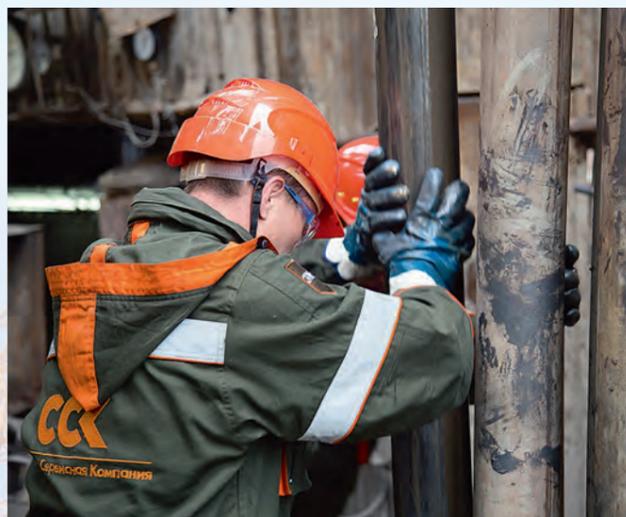
Директор Томского филиала Андрей Кошелев: «Молодые специалисты – наше будущее. Научно-техническая конференция проводится с тем расчетом, что они найдут что-то новое в нашей отрасли, отрасли бурения и строительства скважин. Самые сильные проекты будут реализованы на благо компании»

Директор Ямальского филиала Евгений Гузеев: «Руководство компании всегда поддерживает инициативу проведения конференции. Это одна из добрых традиций Сибирской Сервисной Компании – обязательное ежегодное мероприятие, на котором молодые специалисты могут представить свои идеи в виде научных работ. В этом, безусловно, есть польза, как для Компании, так и для молодых специалистов. У Компании есть возможность внедрить идеи в производство, а сотрудники могут показать и проявить себя. Это может явиться толчком к их дальнейшему профессиональному росту и развитию в ССК»

Примеры наиболее успешных тем в этом году: «Модернизация оборудования при проведении испытания» (Томский филиал), «Разработка и применение эпоксидных полимерных композиций как современный путь решения проблемы межпластовых перетоков при строительстве нефтяных и газовых скважин» (Ямальский филиал).

Для полноценного становления будущих профессионалов в компании разработан целый ряд корпоративных обучающих спецпрограмм. Об их важности говорят и молодые, и опытные сотрудники.

Например, в 2016 г. компанией BIRC совместно с ССК был разработан специальный обучающий курс для молодых специалистов, на котором отрабатывались ключевые



**ФАКТЫ**

**2000** г.

АО «ССК» работает на рынке нефтесервиса

установки: ориентация в своей работе на командные цели, развитие устойчивых навыков взаимодействия друг с другом в процессе решения общих задач, приобретение навыков лидерства в коллективе.

Сибирская Сервисная Компания с момента основания держит курс на преемственность: целенаправленная работа по развитию собственного персонала – необходимое условие для успешной работы сегодня и в будущем. Уважение, справедливость, социальное партнерство, преемственность опыта и традиций, развитие достижений – это ценности, благодаря которым АО «ССК» может предложить своим партнерам качественные услуги высококвалифицированного персонала на лучшем оборудовании с применением современных методов работы. ●

Сегодня «Сибирская Сервисная Компания» прочно занимает свою нишу на отечественном рынке. На ее долю приходится около 7% от ежегодного объема бурения в России. Это более 4,5 тысяч рабочих мест в нескольких регионах России

KEYWORDS: *drilling contractors, Gazpromneft-Khantos, Siberian Service Company, personnel, scientific-technical conference, social efficiency, social technologies.*



25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА  
**НЕФТЬ И ГАЗ**

**26–29 июня 2018**  
МОСКВА · МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)

НОВАЯ ПЛОЩАДКА –  
ТРАДИЦИОННЫЕ ДАТЫ



14-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС

в рамках выставки

**26–27 июня 2018**  
МОСКВА · МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

[www.oilgascongress.ru](http://www.oilgascongress.ru)



Организатор  
Группа компаний ITE

# РАСЧЕТ СЛОЖНЫХ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ КОНСТРУКЦИЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРЯМОГО ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

В ОСНОВЕ НОРМАТИВНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЛЕЖИТ УПРОЩЕННЫЙ ЛИНЕЙНО-СПЕКТРАЛЬНЫЙ МЕТОД. ХОТЯ В РАСЧЕТЕ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ПРОСТЕЙШАЯ СХЕМА ЗАЩЕМЛЕННОГО СТЕРЖНЯ С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ МАССАМИ, МЕТОД ТРЕБУЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ СОБСТВЕННЫХ ЧАСТОТ И ФОРМ КОЛЕБАНИЙ КОНСТРУКЦИИ, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ НЕПРОСТОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ЗАДАЧЕЙ. КАКИЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА СЛОЖНЫХ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ИСПОЛЬЗУЮТ СОВРЕМЕННЫЕ КОМПАНИИ?

THE SIMPLIFIED LINEAR-SPECTRAL METHOD LIES IN THE BASIS OF THE STANDARD DESIGN OF PETROCHEMICAL EQUIPMENT FOR SEISMIC LOAD. ALTHOUGH THE SIMPLEST RESTRAINED BAR DIAGRAM WITH DISTRIBUTED MASSES IS USED IN THE ESTIMATION, THE METHOD REQUIRES TO DETERMINE THE VALUES OF NATURAL FREQUENCIES AND MODES OF OSCILLATION OF THE STRUCTURE, WHICH IS A DIFFICULT MATHEMATICAL PROBLEM. WHAT METHODS OF ESTIMATION OF COMPLEX SPATIAL STRUCTURES ARE USED BY MODERN COMPANIES?

Ключевые слова: пространственные конструкции, нефтехимическое оборудование, метод прямого динамического анализа, блочная система, теплообменник.



**Агауров Сергей Юрьевич,**  
генеральный директор  
«Химмаш-Аппарат»



**Ласкин Игорь Николаевич,**  
к.ф.-м.н.,  
начальник отдела  
исследований и разработок  
«Химмаш-Аппарат»

Компания «ХИММАШ-АППАРАТ» являет собой команду единомышленников, совместная работа которых через систему горизонтальных связей позволяет решать сложные инженерные задачи. Как правило, исполняя компетенции компании в проектировании, изготовлении и поставке оборудования, каждый участник процесса получает возможность на практическом опыте реализовать в виде конкретного изделия или установки свои обширные знания.

В основе нормативного проектирования нефтехимического оборудования на сейсмические воздействия на сегодняшний день лежит упрощенный линейно-спектральный метод (ЛСМ) — метод определения сейсмической нагрузки с использованием спектра ответа (СО, ОСО, ПСО). Хотя в расчете используется простейшая схема защемленного стержня с распределенными массами, метод требует определения значений собственных частот и форм колебаний конструкции, что является непростой математической задачей.

Наиболее точным методом является метод прямого динамического анализа (МДА),

предполагающий численное интегрирование уравнений движения системы (математической модели объекта) при сейсмическом воздействии, заданном акселерограммами.

В работе рассмотрены расчеты сдвоенных теплообменников, которые проводились как в рамках нормативного подхода (ЛСМ), так и в рамках точного (МДА), с использованием метода конечного элемента.

В соответствии со СНиП II-7-81\*, по методу расчетная сейсмическая нагрузка  $S_{ik}$  в выбранном направлении, приложенная к точке  $k$  и соответствующая  $i$ -му тону собственных колебаний определяется по формуле:

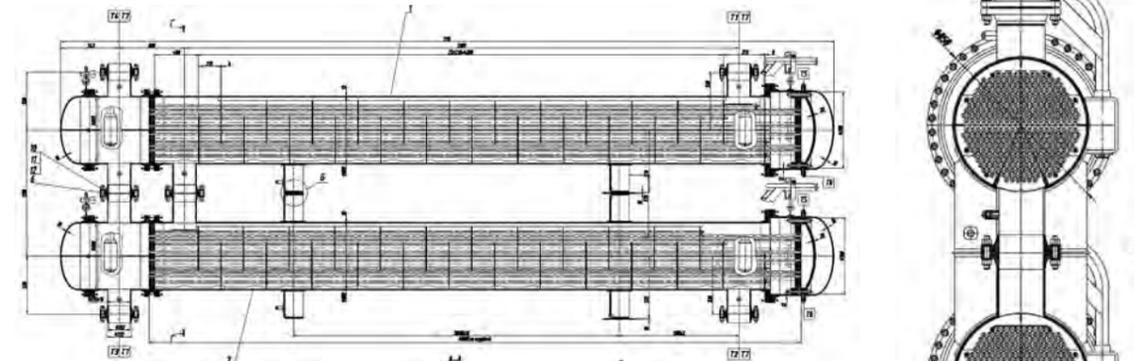
$$S_{ik} = K_1 S_{0ik}$$

где:  $K_1 = 0.25$  – коэффициент, учитывающий допускаемые повреждения зданий сооружений,  $S_{0ik}$  – значение сейсмической нагрузки для  $i$ -го тона собственных колебаний, определяемое в предположении упругого деформирования конструкций по формуле:

$$S_{0ik} = Q_k A_c \beta_i K_w \eta_{ik},$$

$\beta_i$  и  $K_w$  – коэффициенты из СНиП II-7-81\* [1];  $\eta_{ik}$  – коэффициент,

РИС. 1. Чертеж сдвоенного теплообменника



зависящий от формы деформации здания или сооружения при собственных колебаниях по  $i$ -му тону и от места расположения нагрузки.  $\eta_{ik}$  – матрица модальных масс:

$$\eta_{ik} = \frac{x_k \sum_{j=1}^n Q_j x_j}{\sum_{j=1}^n Q_j x_j^2},$$

$Q_j = Q_k$  – вес аппарата, действующий на опору, отнесенный к точке  $k$ , определяемый с учетом расчетных нагрузок на конструкцию;  $x_k$  и  $x_j$  – расстояния от точек  $k$  и  $j$  до верхнего обреза фундаментов.

Расчет конструкции на основе численного моделирования динамического процесса сейсмостойкости с помощью задания движения фундаментных опор по акселерограмме в 8 баллов

Расчётное сейсмическое воздействие в произвольной точке расчетной схемы:

$$S_{ik} = \frac{Q_k}{g} \eta_{ik} W_i(t)$$

Функция, которая задаётся в виде натуральных (или синтезированных) акселерограмм.

$$W_i(t) = -\frac{2\pi}{T_i} \int_0^t \Delta(\tau) e^{-\frac{\gamma\pi}{T_i}} \sin \frac{2\pi}{T_i} (t-\tau) d\tau$$

В расчете использовалась синтезированная акселерограмма 8 баллов, предоставленная ЦНИИСКом:

РИС. 3. Акселерограмма 8 баллов

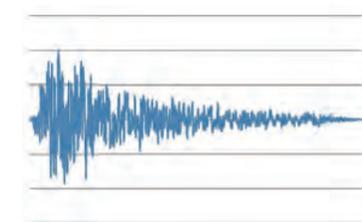
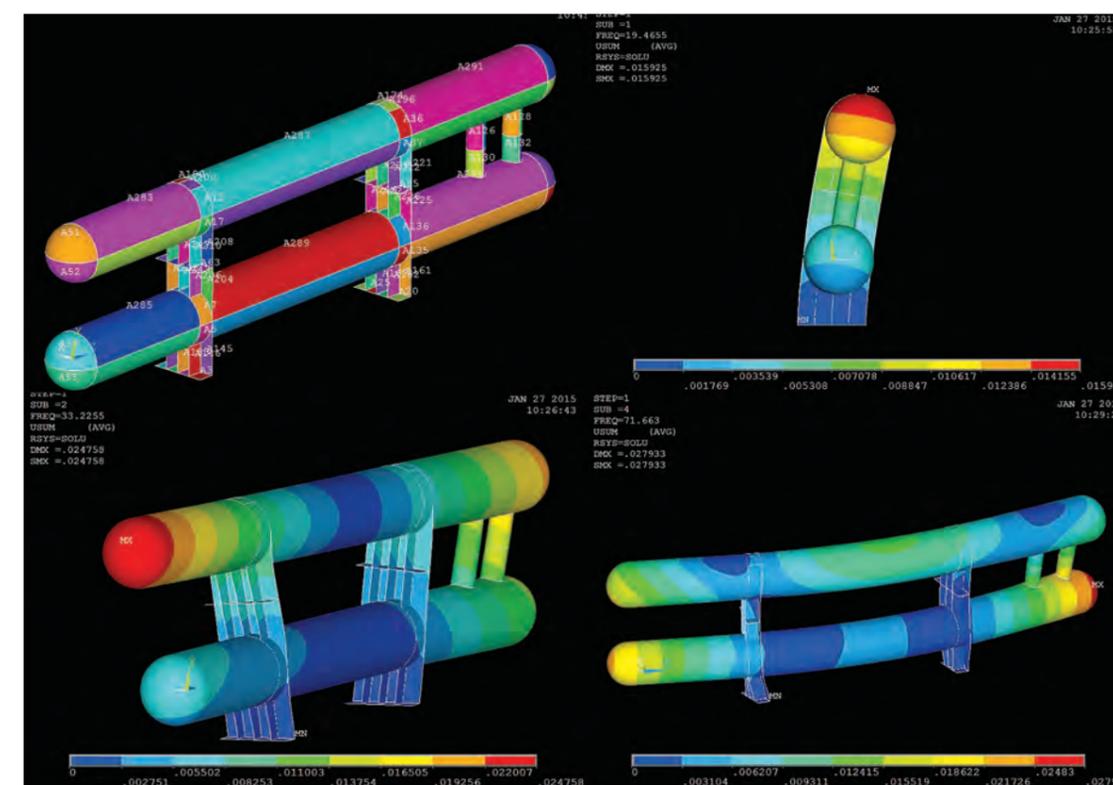


РИС. 2. Расчетная конструкция и формы колебаний



На основе акселерограммы 8 баллов, в граничных условиях задавалось движение фундаментных частей опор как в горизонтальном направлении вдоль оси теплообменника так и в перпендикулярном ему. На рис. 4 получены поля напряжений в конструкции.

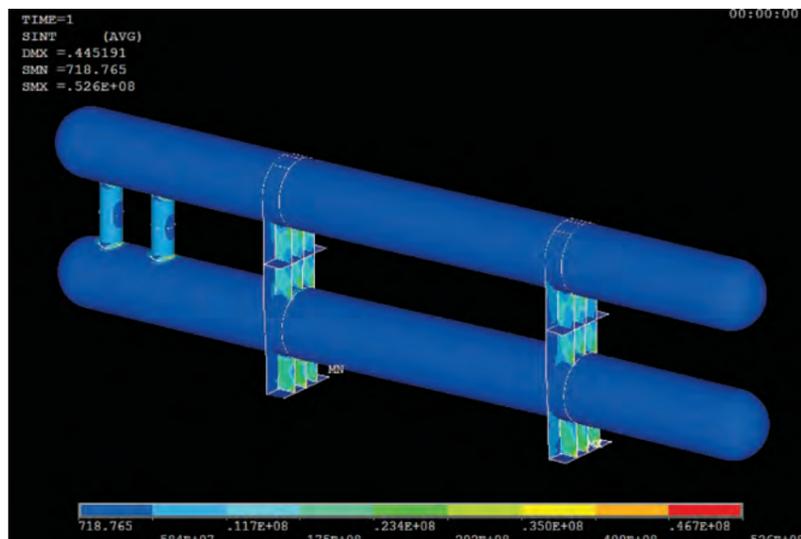
Максимальный уровень напряжений достигает 52 Мпа, что меньше допустимого напряжения 140 Мпа.

Расчеты двумя методами – приближенным – ЛСМ и точным – динамическим по акселерограмме привели к несколько различным результатам.

В начале воздействия решение динамическим методом дает максимальный уровень напряжений 52 Мпа, что меньше допустимого напряжения 140 Мпа, но превышает значение полученное в ЛСМ 12 Мпа. Т.е. метод прямого интегрирования дает большие значения напряжений в конструкции.

Как показал приведенный выше расчет, сдвоенный теплообменник отвечает требованиям прочности

РИС. 4. Поля напряжений через 1 секунду воздействия



при сейсмическом воздействии интенсивностью 8 баллов.

Компания «ХИММАШ-АППАРАТ» имеет необходимые опыт и возможности расчета, изготовления и поставки сложного оборудования, разработанные устройства и блочные системы

успешно эксплуатируются на промышленных установках многих нефтеперерабатывающих и химических заводов России.

Проектные мощности предприятия позволяют вести разработку основных разделов проектной и рабочей документации вновь строящихся установок и комплексов, документации на техническое перевооружение, конструкторской документации.

Собственная научная и инженерная база позволяет решать задачи по разработке новых эффективных конструкций аппаратов, используя методы математического моделирования.

По вопросам разработки и заказа оборудования можно обращаться по e-mail: [info@him-apparat.ru](mailto:info@him-apparat.ru) и тел. +7(495) 2-680-680 (многоканальный).

KEYWORDS: *spatial structures, petrochemical equipment, the method of direct dynamic analysis of the system block, heat exchange.*



## О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

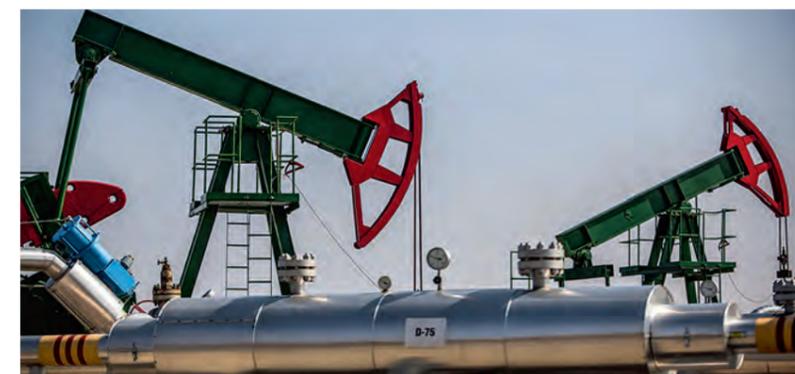
### Премьер-министр Норвегии прощупывает море для норвежских компаний

7 июня 2007 г. премьер-министр Норвегии Е. Столтенберг прибыл в Москву в рамках пятидневного официального визита в РФ. «Основное внимание будет уделено вопросам сотрудничества в энергетическом секторе, развитию наших отношений на Крайнем Севере в районе Баренцева моря и дальнейшему их углублению», – отметил норвежский премьер.



#### • Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Й. Столтенберг – глава НАТО и о шельфе для норвежских компаний не думает. Да и большинство европейских компаний свернули свои проекты на территории России, а вот российские компании проявляют активный интерес к европейским месторождениям, в частности к норвежским. Так, Роснефть рассматривает шельф Норвегии как высокоперспективный для своего участия в его освоении и планирует продолжить участие в новых лицензионных раундах на блоки на норвежском шельфе для проведения ГРП. Роснефть вышла на шельф Норвегии в июне 2013 г., заключив соглашение со Statoil и получив 20%-ную долю участия в лицензии PL713, включающей 4 блока на шельфе Баренцева моря. В августе 2014 г. Роснефть и Statoil начали разведочные работы на участке Pingvin лицензии PL713, тогда была пробурена 1-я поисковая скважина и обнаружено месторождение газа с запасами 7,8 млрд м³.



### МЭА предсказывает России «конец нефти» с 2010 года

13 июня 2007 г. Международное энергетическое агентство опубликовало отчет, согласно которому добыча нефти в России будет снижаться и прекратится уже через 3 года.

Эксперты агентства обосновывают этот вывод тем, что к 2010 г. РФ достигнет пика роста объемов производства нефти, что связано с неуверенностью иностранных инвесторов в энергетическом секторе российской экономики. При этом с 2012 г. может начаться снижение объемов производства, утверждает МЭА. Эксперты говорят, что собственных средств российским компаниям не хватит, чтобы самим резко нарастить нефтяную базу.

#### • Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Россия не только не наращивает добычу, но напротив, сокращает ее. В течение всего мая 2017 г., в рамках соглашения со странами ОПЕК, Россия обеспечивает сокращение добычи нефти на 300 тыс. барр/сутки. На уровень в 300 тыс. барр/сутки Россия вышла в конце апреля 2017 г. В мае мы держим уже 22 дня минус 300 тыс. барр. В предыдущие годы добыча постоянно росла. Так, в 2014 г. рост добычи нефти в России составил 0,6% по сравнению с 2013 г. А в 2012 г. Россия обогнала даже Саудовскую Аравию по добыче нефти, в очередной раз став крупнейшей нефтедобывающей страной в мире. Это стало возможным, в частности, за счет баженовской свиты – породы, которыми так богаты месторождения Западной Сибири.

### Газпром делит газ неосвоенной Ковыкты

После покупки доли ТНК-ВР в Ковыктинском месторождении в 2007 г., Газпром еще не начал добывать газ, но уже стал думать, куда этот газ продать. Самыми выгодными вариантами видятся два. Освоение Ковыктинского месторождения может быть начато не в отдаленные сроки и проводиться интенсивными темпами, сообщил А. Медведев. Возможными рынками сбыта для газа Ковыктинского месторождения являются Китай и Корея.



#### • Комментарий Neftegaz.RU

Лишь в 2014 г. Газпром и CNPC подписали договор о поставках российского газа в Китай по восточному маршруту. Предполагается, что по МГП Сила Сибири-1 ежегодно в течение 30 лет из России в Китай будет поставляться природный газ в объеме 38 млрд м³. МГП соединит Ковыктинское и Чаяндинское месторождения с Амурским ГПЗ, а оттуда газ будет поставляться в Китай. А вот властям Иркутской области пока не удается договориться с Газпромом о газификации Иркутской области за счет ускорения ввода в эксплуатацию Ковыктинского ГКМ, несмотря на то что регион газифицирован всего на 8,1%. ●

# ОБЪЕДИНЕНИЕ ДЛЯ ОБЩИХ ЦЕЛЕЙ



ШВЕЙЦАРСКИЙ КОНЦЕРН PHOENIX MECANO AG ТОРЖЕСТВЕННО ОТКРЫЛ В РОССИИ ООО «ФЕНИКС МЕКАНО». ЭТО СОБЫТИЕ ОЗНАМЕНОВАЛО ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ КОМПАНИЙ «РОЗЕ СИСТЕМТЕХНИК», ВЕДУЩЕГО МИРОВОГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, И «БОПЛА КОРПУСНЫЕ СИСТЕМЫ», ПРОИЗВОДИТЕЛЯ КОРПУСНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭЛЕКТРОНИКИ И ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

SWISS CONCERN PHOENIX MECANO AG OFFICIALLY OPENED PHOENIX MECANO LLC IN RUSSIA. THIS EVENT MARKED UNITING OF REPRESENTATION OFFICES OF COMPANIES ROSE SYSTEMTECHNIK, THE LEADING WORLD PRODUCER OF EXPLOSION-PROOF EQUIPMENT, AND BOPLA ENCLOSURE SYSTEMS, THE MANUFACTURER OF HULL SYSTEMS FOR ELECTRONICS AND INSTRUMENTATION

Ключевые слова: взрывозащитное оборудование, корпусные системы, электроника, нефтегазовая промышленность, приборостроение.

**Алексей Потребчук,**  
руководитель коммерческого  
департамента,  
ООО «Феникс Мекано»  
(Phoenix Mecano)

5 апреля 2017 года состоялась торжественное открытие ООО «Феникс Мекано», учредителем которого является одноименный швейцарский концерн PHOENIX MECANO AG. Данное событие ознаменовало собой объединение представительств компании «РОЗЕ Системтехник», ведущего мирового производителя взрывозащитного оборудования, которое в этом году отмечает 10-летний юбилей успешной работы на рынках России, стран СНГ и стран ближнего зарубежья, и совсем молодого представительства компании «БОПЛА Корпусные Системы», производителя корпусных систем для электроники и приборостроения.

Феникс Мекано АГ, Швейцария (Phoenix Mecano AG) – международная группа компаний, мировой лидер в производстве корпусов и электронных компонентов, конкурентное преимущество которого базируется на специализированных знаниях и накопленном опыте, а также на использовании современного производственного оборудования и передовых технологий.

Открывая в России ООО «Феникс Мекано», мы думаем

в первую очередь о качестве наших отношений с партнёрами и заказчиками и стремимся отвечать современным потребностям российского рынка не только в качестве поставляемого оборудования, соответствующего высочайшим международным стандартам, но и благодаря удобному и надежному сервису, выполнению нестандартных задач, разработке индивидуальных решений, а также эффективной логистической системе и высокой скорости обработки заказов.

Активная поддержка и дальнейшее развитие отношений с партнёрами компаний «РОЗЕ Системтехник» и «БОПЛА Корпусные системы» как одна из приоритетных задач компании ООО «Феникс Мекано» включает в себя:

- представление интересов компаний «РОЗЕ Системтехник» и «БОПЛА Корпусные системы» на рынках России и стран СНГ, продвижение уже существующих продуктов компаний и вывод на рынок новинок и разработок заводов;
- открытие новых производственных мощностей и расширение склада продукции в России с возможностью автоматизированного доступа к данным по наличию оборудования;
- предоставление специальных условий работы дистрибьюторам и другим лояльным компаниям партнерам.

От имени компаний «РОЗЕ Системтехник» и «БОПЛА Корпусные системы» выражаем нашим партнерам искреннюю благодарность и глубокую признательность за плодотворное сотрудничество и вклад в нашу совместную деятельность и надеемся, что в будущем наша совместная работа достигнет ещё более высокого уровня и будет отмечена рядом новых совместных достижений и побед, а наши взаимоотношения будут в полной мере отвечать нашим взаимным интересам.

## ROSE и BOPLA

20 лет присутствия продукции РОЗЕ и БОПЛА на рынках России и стран ближнего зарубежья;

более 1000 профессиональных сотрудников по всему миру;

более 15 заводов по всему миру;

более 15000 номенклатурных позиций;

более 1000 успешно реализованных проектов на территории России и стран ближнего зарубежья за последние 10 лет

РЕКЛАМА



Компания «РОЗЕ Системтехник» была основана в Германии в 1969 году, входит в состав швейцарского концерна Феникс Мекано АГ и с 2017 года осуществляет производство и сборку готовых изделий на территории РФ под именем ООО «Феникс Мекано» в дополнение к уже существующим 15 заводам компании.

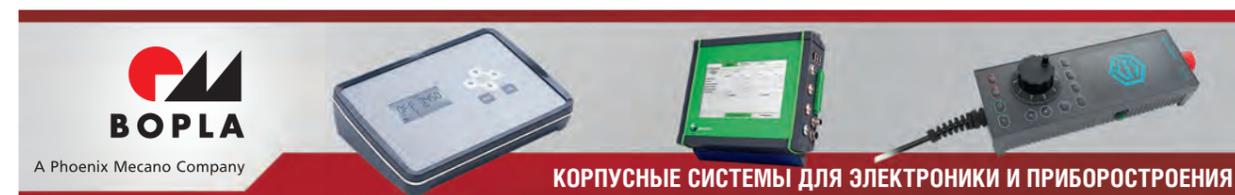
Одним из основных направлений производства компании является изготовление корпусов во взрывозащитном исполнении. Взрывозащитные (Ex e, Ex ia, Ex d) клеммные коробки, кнопочные пульта, посты и шкафы управления, изготовленные из алюминия, полиэстера и нержавеющей стали, эксплуатируются на протяжении многих десятков лет по всему миру, соответствуют самым высоким требованиям качества и доказывают свою надежность при использовании во взрывоопасных зонах, агрессивных химических средах, арктических условиях (до -60°C) и при тропических температурах (до +135°C).

- Линейка стандартных общепромышленных корпусов производства компании «РОЗЕ Системтехник» включает в себя:
- корпуса для промышленных приборов;
  - корпуса для электронных компонентов и приборов;
  - корпуса для противопожарного оборудования;
  - корпуса для приборов регистрации данных, измерительных приборов и задач автоматизации;
  - корпуса для компактных и встроенных приборов управления, системы крепления приборов и мобильные подставки;
  - корпуса из нержавеющей стали (системы приборов управления Commander и т.д.);
  - электромеханические компоненты (кабельные вводы, пленочные клавиатуры, клеммы и т.д.).

Все изделия сопровождаются обязательными сертификатами соответствия (ATEX, ГОСТ Р, Сертификат Соответствия требованиям Технического регламента Таможенного Союза

012/2011, Одобрение Российского морского регистра судоходства). А в 2011 и в 2015 гг. оборудование производства «РОЗЕ Системтехник» успешно прошло все необходимые испытания на соответствие Федеральным нормам промышленной безопасности и условиям эксплуатации на объектах ОАО «ГАЗПРОМ».

На сегодняшний день компанией «РОЗЕ Системтехник» реализованы проекты по заказу крупнейших заводов нефтегазовой и нефтехимической промышленности России, в частности, «Ямал СПГ» (ПАО «Новатэк»), обустройство Харьятинского нефтяного месторождения (Total S.A.), реконструкция Уфимского НПЗ (ПАО АНК «Башнефть»), реконструкция Куйбышевского и Новокуйбышевского НПЗ (ПАО «НК «Роснефть»), АО «Ачинский НПЗ ВНК» (ПАО «НК «Роснефть»), ООО «Курганхиммаш», проект ТАФ (АО «Аммоний»), АО «Газпромнефть-Омский НПЗ, ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (ПАО «НК «Роснефть»), проект Сахалин-2 (ПАО «Газпром») и многие другие.



Компания «БОПЛА Корпусные системы», основанная в Германии в 1970 году и входящая в состав швейцарского концерна Феникс Мекано АГ, специализируется на разработке и производстве высококачественных корпусных изделий для электроники и приборостроения. Компания осуществляет поставки стандартной продукции, а также разработку и реализацию индивидуальных решений для высокотехнологичного оборудования для различных сфер производства.

Направления производства компании «БОПЛА Корпусные системы»:

- корпуса для ручных приборов управления;
- настенные корпуса для приборов учета, регистрации данных и прочих целей;

- настольные корпуса для лабораторного оборудования;
- 19-дюймовые конструктивы и широкий спектр комплектующих к ним (телекоммуникационное оборудование, оборудование для жд);
- корпуса для несущей шины, предназначенные для производства различного рода контроллеров;
- стандартные корпуса из алюминия, полиэстера, поликарбоната, АБС-пластика, полистирола и полиамида;
- электромеханические компоненты (кабельные вводы, пленочные клавиатуры и т.д.).

Продукция компании «БОПЛА Корпусные системы» эксплуатируется по всему миру, удовлетворяя высочайшим международным

стандартам и доказывая свою надежность при использовании в агрессивных химических средах и широчайшем диапазоне температур. Сферы применения простираются от стерильных медицинских лабораторий до нефтеперерабатывающих предприятий и горно-шахтного оборудования. ●

KEYWORDS: explosion-proof equipment, hull systems, electronics, oil and gas, instrumentation.

**ООО «ФЕНИКС МЕКАНО»**  
124489, г. Москва, г. Зеленоград,  
Сосновая аллея, д. 6А, стр. 1, офис 31  
Телефон: +7 (495) 984-25-11,  
Факс: +7 (495) 988-76-21  
E-mail: [orders@rose-rl.ru](mailto:orders@rose-rl.ru)  
Web: [www.rose-rl.ru](http://www.rose-rl.ru)

# ИНФОРМАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ГРП

ПРИ БУРЕНИИ НЕОБХОДИМ ПОСТОЯННЫЙ МОНИТОРИНГ ЗА ВЫПОЛНЕНИЕМ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, А В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ИХ ОПЕРАТИВНАЯ КОРРЕКТИРОВКА. ВЕДЬ ПОЛУЧИТЬ КАЧЕСТВЕННУЮ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВУЮ ИНФОРМАЦИЮ И МИНИМИЗИРОВАТЬ АВАРИЙНОСТЬ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИН ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ВСЕХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ. ДОСТУП К МАТЕРИАЛАМ БУРЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ-АНАЛОГАХ МОЖЕТ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ. ВСЕ ЭТО ДЕЛАЕТ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ХРАНЕНИЯ ПОЛУЧЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ КРАЙНЕ ВАЖНЫМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ. КАК СЕГОДНЯ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИНФОРМАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ НА СОВРЕМЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ?

*WHEN DRILLING IT IS NECESSARY TO CONSTANTLY MONITOR THE IMPLEMENTATION OF DESIGN SOLUTIONS, AND IN SOME CASES, THEIR PROMPT ADJUSTMENT. AFTER ALL, IT IS POSSIBLE TO OBTAIN HIGH-QUALITY GEOLOGICAL INFORMATION AND MINIMIZE ACCIDENTS WHILE DRILLING WELLS ONLY WHEN ALL DESIGN SOLUTIONS ARE IMPLEMENTED. ACCESS TO DRILLING MATERIALS AT ANALOGUE FACILITIES CAN IMPROVE THE EFFECTIVENESS OF PREVENTING COMPLICATIONS AND ACCIDENTS. ALL THIS MAKES THE METHODS OF PROCESSING AND STORING OF THE OBTAINED INFORMATION EXTREMELY IMPORTANT FOR CONDUCTING DRILLING OPERATIONS. HOW IS INFORMATION MONITORING CARRIED OUT IN MODERN ENTERPRISES TODAY?*

Ключевые слова: геологоразведка, бурение, информационный мониторинг, проводка скважин, нефтедобыча.

**Андрей Викторович Шпильман,**  
Генеральный директор,  
ООО «СибГеоПроект»

**Оксана Викторовна Спирина,**  
К.г.-м.н.,  
Заместитель директора  
департамента геолого-  
промысловых работ  
ООО «СибГеоПроект»

Выполнение всех проектных решений позволяет получить качественную геолого-промысловую информацию и минимизировать аварийность при проводке скважин. Следовательно, при выполнении бурения необходим постоянный мониторинг за выполнением проектных решений, а в ряде случаев их оперативная корректировка. Возможность доступа к материалам о бурении на объектах-аналогах может повысить эффективность предупреждения осложнений и аварий. Все это делает методы обработки и хранения полученной информации важными при проведении буровых работ.

В связи с этим, актуальным является использование информационной среды как для мониторинга бурения так и для систематизации фактического материала по геологическому изучению недр, определению приоритетных направлений дальнейших ГРП на нефть и газ, а также для использования ее для подсчета запасов, создания проектов ОПР, разработки. Такая система обеспечит удобство и эффективность использования всего объема информации. При этом одной из наиболее важных задач является поддержание данных ГРП в актуальном состоянии.

УДК 550.8

РИС. 1. Планирование, организация и контроль ГРП, входные данные и результаты реализации



РИС. 2. Функциональная схема системы



В ООО «СибГеоПроект» разработана компьютерная технология мониторинга геолого-разведочных работ, позволяющая объединить в одном информационном пространстве проектные решения и их текущую реализацию с учетом накопленного опыта проведения ГРП в исследуемом районе. Технология мониторинга ГРП представляет собой способ отслеживания процесса проведения работ, их контроля и регулирования. Определен набор параметров, позволяющих наиболее точно и полно отследить выполнение задач и целей геолого-разведочных работ (рисунок 1).

Система состоит из модулей, которые логически взаимосвязанными и информационно дополняют друг друга. Система позволяет в режиме реального времени получать информацию с объекта мониторинга, формировать и обрабатывать суточную и аналитическую отчетность.

Разработан инструмент, позволяющий проводить анализ показателей, как по годам, так и по глубине. Возможность системы использовать накопленную информацию об изученности территории позволяет повысить качество работ по проектированию новых скважин. Агрегирование заключается в переводе из дискретных значений время/глубина/операция в интегральные значения продолжительность и

интервал проведения операции, что позволяет оперативно анализировать и контролировать процессы проведения различных технологических операций как на отдельной скважине, так и в масштабах всего месторождения.

Отличительной особенностью разработанной информационной системы является возможность не только контролировать текущие параметры бурения скважины, но проводить их сравнительный анализ с проектными показателями, а также, при необходимости, с данными, полученными при бурении скважин-аналогов.

Используемый интерфейс разработан по аналогии с супервайзерской отчетностью, что дает возможность использования данной системы без дополнительного обучения сотрудников компаний.

Сбор электронных форм суточных сводок по бурению и испытанию скважин осуществляется в автоматическом режиме по каналам связи на сервер компании в режиме реального времени. По суточным рапортам по бурению и испытанию можно сформировать сводку в табличном виде за выбранный период, а также построить диаграмму баланса времени.

С помощью разработанной системы процесс бурения и испытания можно проанализировать в различных

разрезах: по технико-экономическим показателям, долоту, керну, шламу, перфорации.

Модуль ведения ГТН является самостоятельным, для работы с которым достаточно установленного Microsoft Office Access, что позволяет использовать его без дополнительных затрат.

Информация, поступающая из ежесуточных рапортов об интервалах перфорации пласта, интервалах испытания в открытом стволе, конструкции скважины наглядно отображается в сравнении с проектными показателями.

Разработанная система обеспечивает оперативный доступ ко всей накопленной информации по геологоразведочным работам, ведение в электронном виде проектных документов по выполнению бурения, оперативный контроль выполнения физических объемов работ, с соблюдением сроков и технологических параметров, автоматизацию формирования регламентированной и аналитической отчетности (рисунок 3).

РИС. 3. Аналитический блок информационной системы



Система позволяет собирать, структурировать и обобщать результаты бурения поисково-разведочных скважин, вести комплексный анализ проводимых работ. Оперативная доставка информации с буровых площадок на уровень недропользователя и делает возможным принятие быстрых и корректных решений по выполнению работ. ●

KEYWORDS: the exploration, drilling, information monitoring, drilling, oil production.

# ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН с применением систем байпасирования УЭЦН

СЕГОДНЯ В СФЕРЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ВСЕ БОЛЬШУЮ ПОПУЛЯРНОСТЬ НАБИРАЮТ СИСТЕМЫ БАЙПАСИРОВАНИЯ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ (Y-TOOL). ЭТО СВЯЗАНО С ВЫСОКИМ КАЧЕСТВОМ И ДОСТОВЕРНОСТЬЮ ПОЛУЧАЕМОГО МАТЕРИАЛА, ШИРОКОЙ ПРИМЕНИМОСТЬЮ МЕТОДА И С РАЗВИТИЕМ ЛИНЕЙКИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ СИСТЕМ. ОСОБЕННО ДАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ АКТУАЛЬНА ПРИ ИССЛЕДОВАНИЯХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ОБЪЕМ СТРОИТЕЛЬСТВА КОТОРЫХ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ С КАЖДЫМ ГОДОМ. ПОСКОЛЬКУ ДАННЫЕ КОНСТРУКЦИИ С ПРОТЯЖЕННЫМ ЛАТЕРАЛЬНЫМ СООБЩЕНИЕМ В ЦЕЛЕВОЙ ОБЪЕКТ ЯВЛЯЮТСЯ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМ СПОСОБОМ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗОН ДРЕНИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. ПРИ ЭТОМ ГЛУБИННЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ДОСТАТОЧНО ПРОБЛЕМАТИЧЕН КЛАССИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ ОСВОЕНИЯ, КОТОРЫЕ НЕ МОГУТ ВОССОЗДАТЬ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ УСЛОВИЯ ПО ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ГЛУБИНЕ ДЕПРЕССИИ, ЧТО В РЕЗУЛЬТАТЕ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ВЫПОЛНЕНИЮ ПОСЛЕДУЮЩИХ НЕВЕРНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НА СКВАЖИНЕ. ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ БАЙПАСИРОВАНИЯ ПОГРУЖНОГО ДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ (Y-TOOL) ПОЗВОЛЯЕТ ВОССОЗДАТЬ УСЛОВИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЧТО ПОЛОЖИТЕЛЬНО ВЛИЯЕТ НА ИНФОРМАТИВНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ

THE SUBMERSIBLE PUMP BYPASSING SYSTEMS (Y-TOOL) ARE BECOMING MORE AND MORE POPULAR TODAY IN THE FIELD OF GEOPHYSICAL EXPLORATION AND WELL DEVELOPMENT. THIS IS DUE TO THE HIGH QUALITY AND RELIABILITY OF THE MATERIAL OBTAINED, THE WIDE APPLICABILITY OF THE METHOD AND THE DEVELOPMENT OF THE RANGE OF PROPOSED SYSTEMS. ESPECIALLY THIS TECHNOLOGY IS RELEVANT IN THE STUDY OF HORIZONTAL WELLS, THE VOLUME OF CONSTRUCTION OF WHICH INCREASES EVERY YEAR. SINCE THESE STRUCTURES WITH AN EXTENDED LATERAL COMMUNICATION TO THE TARGET FACILITY ARE THE MOST EFFECTIVE WAY OF INCREASING THE DRAINAGE ZONES OF THE EXPLOITED GEOLOGICAL FACILITIES. AT THE SAME TIME, DEEP-WELL CONTROL OVER OPERATION UNDER SUCH CONDITIONS IS QUITE DIFFICULT WITH CLASSICAL METHODS OF DEVELOPMENT, WHICH CANNOT RECREATE THE OPERATING CONDITIONS FOR THE DEPRESSION DURATION AND DEPTH, WHICH AS A RESULT MAY LEAD TO SUBSEQUENT INCORRECT ACTIONS AT THE WELL. CONDUCTING OF GEOPHYSICAL EXPLORATION IN THE WELLS WITH THE IMPLEMENTATION OF THE Y-TOOL BYPASS TECHNOLOGY ALLOWS RECREATING THE CONDITIONS OF INDUSTRIAL OPERATION, WHICH HAS A POSITIVE IMPACT ON THE INFORMATIONAL CONTENT OF THE RESULTS

Ключевые слова: геофизические исследования, погружные насосы, горизонтальные скважины, технология байпасирования, погружное добывающее оборудование.

**Тихонов Иван Николаевич,**  
Главный геолог  
ООО «ПКФ «ГИС НефтеСервис»»

**Валиуллин Марат Салаватович,**  
Главный инженер  
ООО «ПКФ «ГИС НефтеСервис»»

**Ямшанов Михаил Сергеевич,**  
Заместитель генерального  
директора по маркетингу  
ООО «ПКФ «ГИС НефтеСервис»»

Технология байпасирования Y-tool представляет собой отклонитель подвески погружного насоса (УЭЦН) на трубах НКТ в комплексе с байпасной колонной (рис. 1). Такая конструкция позволяет производить доставку геофизического оборудования в интервал проведения исследований. Прогрессивная особенность обсуждаемых в настоящей статье байпасных систем состоит в возможности производства геофизических исследований в протяженных горизонтальных стволах со спуском приборов на ГНКТ или скважинном тракторе при обеспечении стабильного отбора скважинной продукции посредством погружного насоса.

ООО «ПКФ «ГИС НефтеСервис»» входит в число лидеров в области проведения исследований с применением систем байпасирования УЭЦН производства ООО «ИК «ИНТЭКО». За шесть лет промышленной эксплуатации компоновок разработана и внедрена широкая линейка систем байпасирования как для наклонно-направленных, так и для горизонтальных скважин (рис. 2). Благодаря увеличению проходного сечения байпасной линии, в качестве средства доставки можно использовать как ГНКТ, так и скважинный трактор. При проведении ПГИ используется расширенный приборный комплекс, включающий

УДК 622.692

РИС. 1. Схема доставки оборудования в ГС на ГНКТ через систему байпасирования с УЭЦН



в себя, помимо основного модуля с набором стандартных геофизических методов, модули с распределенными датчиками состава (объемный влагомер), модуль с распределенными датчиками температуры и СТИ, а также спектральный шумомер. Применение данной технологии совместно с расширенным

приборным комплексом позволяет производить контроль целостности конструкции ствола, а также с высокой достоверностью оценивать эффективность вскрытых интервалов коллекторов.

Мы внедрили и успешно применяем технологию исследований по контролю при эксплуатации скважин с применением систем байпасирования УЭЦН на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

## Опыт и результаты проведения работ

Конструкция скважин, как правило, представляет собой эксплуатационную колонну с внешним диаметром от 168 мм до 178 мм. Далее спускается хвостовик диаметром 114÷102 мм. в интервал интенсивного набора кривизны и горизонтальную часть ствола скважины. Компоновка хвостовика представляют собой чередование муфт РГП и заколонных пакеров для выравнивания профиля выработки эксплуатируемого объекта посредством разобщения притока по интервалам горизонтально участка, оборудованного системой многостадийного ГРП, составляла порядка 800–1000 м и включала в себя от пяти до десяти муфт РГП, с нумерацией по возрастанию от забоя.

## Пример №1

После монтажа и запуска УЭЦН с системой байпасирования, период наработки до ПГИ составил порядка 60 суток и соответствовал запланированному режиму промышленной эксплуатации скважины при дебите 90 т/сут. и обводненности менее 10%.

По результатам проведения комплекса ГИС в горизонтальном стволе были получены следующие выводы:

1. Локализовано нарушение герметичности муфтового соединения колонны хвостовика по стволу на 100 м выше глубины первой муфты ГРП.
2. Состав флюида в ГС по методам состава – преимущественно нефть. Наблюдается незначительное повышение доли воды, скопившейся на нижних перегибах траектории ГС и в призабойной зоне.
3. Распределение температуры в ГС с учетом времени и направления регистрации, показывает формирование термоаномалий разогрева в работающих интервалах пласта за счет эффекта Джоуля-Томсона. Интервалы поступления флюида в колонну через муфты ГРП проявляются за счет эффекта калориметрического смешения.



Внешний и внутренний Ø з/колонны, мм	194/172				178/159			168/147		146/127	
	Габарит УЭЦН (Ø шах ПЭД, Г, мм)	3 (81)	4 (96)	5 (105)	5А (117)	3 (81)	4 (96)	5 (105)	4 (96)	3 (81)	4 (96)
Максимальный дебит, м³/сут.*	250	250	600	800	250	250	600	250	250	250	
Диаметр проходного сечения байпасной колонной, d, мм	60		48	38	60	48	38	34	50	34	26.4
Способ и интервал доставки в ГС	Жесткий кабель (до 200 м)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	ГНКТ (до 1000 м)	+	+	+		+	+			+	
	Трактор (>2000 м)	+	+			+					

РИС. 2. Типоразмеры систем байпасирования

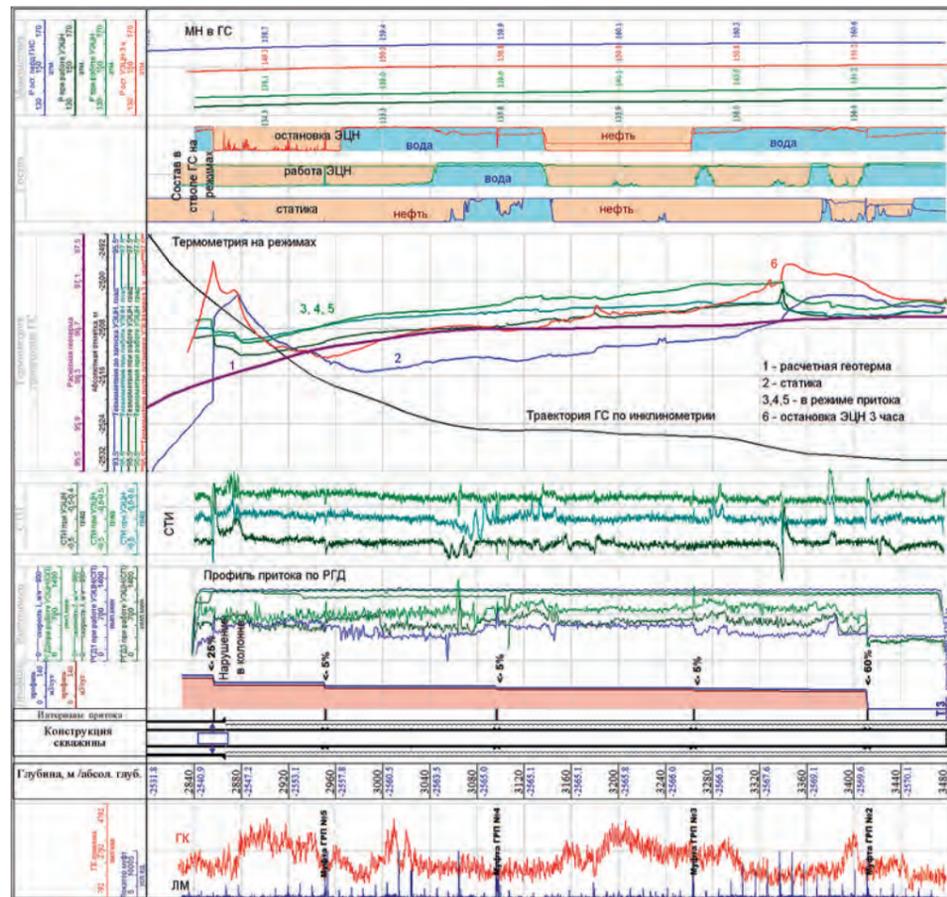


РИС. 3. Результаты комплексных исследований в горизонтальной скважине №1

1 – расчетная геотерма, термометрии;  
2 – статика,  
3,4,5 – приток при работе УЭЦН,  
6 – через 3 часа после остановки УЭЦН)

4. По результатам обработки метода механической расходомерии (рис. 3) основной приток отмечается через муфту ГРП №2 и незначительные поступления через муфты № 5, 4 и 3. При этом существенная доля притока (25%) приходится на место нарушения герметичности колонны хвостовика.

**Пример №2**

По дебиту и элементам конструкции ствола второй кандидат для проведения исследования был аналогичен первому примеру.

С момента ввода в эксплуатацию скважины отмечался приток порядка 80 м³/сут, при обводненности порядка 20%. С целью увеличения объема отборов оператором недропользователя была выполнена вторичная интенсификация притока посредством гидроразрыва с отклонителем. При этом были выполнены комплексные потокометрические исследования с применением системы байпасирования УЭЦН до и после проведения интенсификации посредством ГРП. Пред проведением обоих

циклов исследований на притоке производились длительные отборы до стабилизации промышленных характеристик по дебиту, депрессии и составу отборов.

Исследования выполнялись с применением скважинной аппаратуры с распределенными датчиками состава и традиционным набором методов. В обоих случаях смонтированная система байпасирования позволила выполнить комплекс ПГИ при забойном давлении порядка 60 атм., что максимально соответствовало режиму промышленной эксплуатации скважины.

По результатам сопоставления комплексов ГИС до и после повторной интенсификации притока были получены следующие выводы:

1. Профиль притока претерпел кардинальные изменения по распределению ГС при этом снизив обводненность состава с 20% до 10% и увеличив общий объем притока на 20%. По данным термометрии локализовано формирование рельефной отрицательной аномалии, в результате образования

мощной трещины в зоне пятки ГС. Если до интенсификации отмечалось относительно равномерное распределение притока, то после ГРП основной приток (90%) приходится на два верхних порта МГРП в зоне «пятки» горизонтального ствола (рис. 4). Дебит остальных интервалов по данным методов либо отсутствовал, либо был незначителен.

2. Данное перераспределение притока по длине ГС обусловлено изменением площади дренирования в прискважинной зоне пласта. Находясь в интервале целевого пласта флюид движется в латеральной проекции к новой трещине значительно большей полудлины, чем первичные стадии при ГРП в зоне носка хвостовика.

**Выводы по итогам работ**

Комплекс геофизических исследований, выполненный в скважинах с применением систем байпасирования путем спуска под ЭЦН измерительной геофизической аппаратуры при различных способах

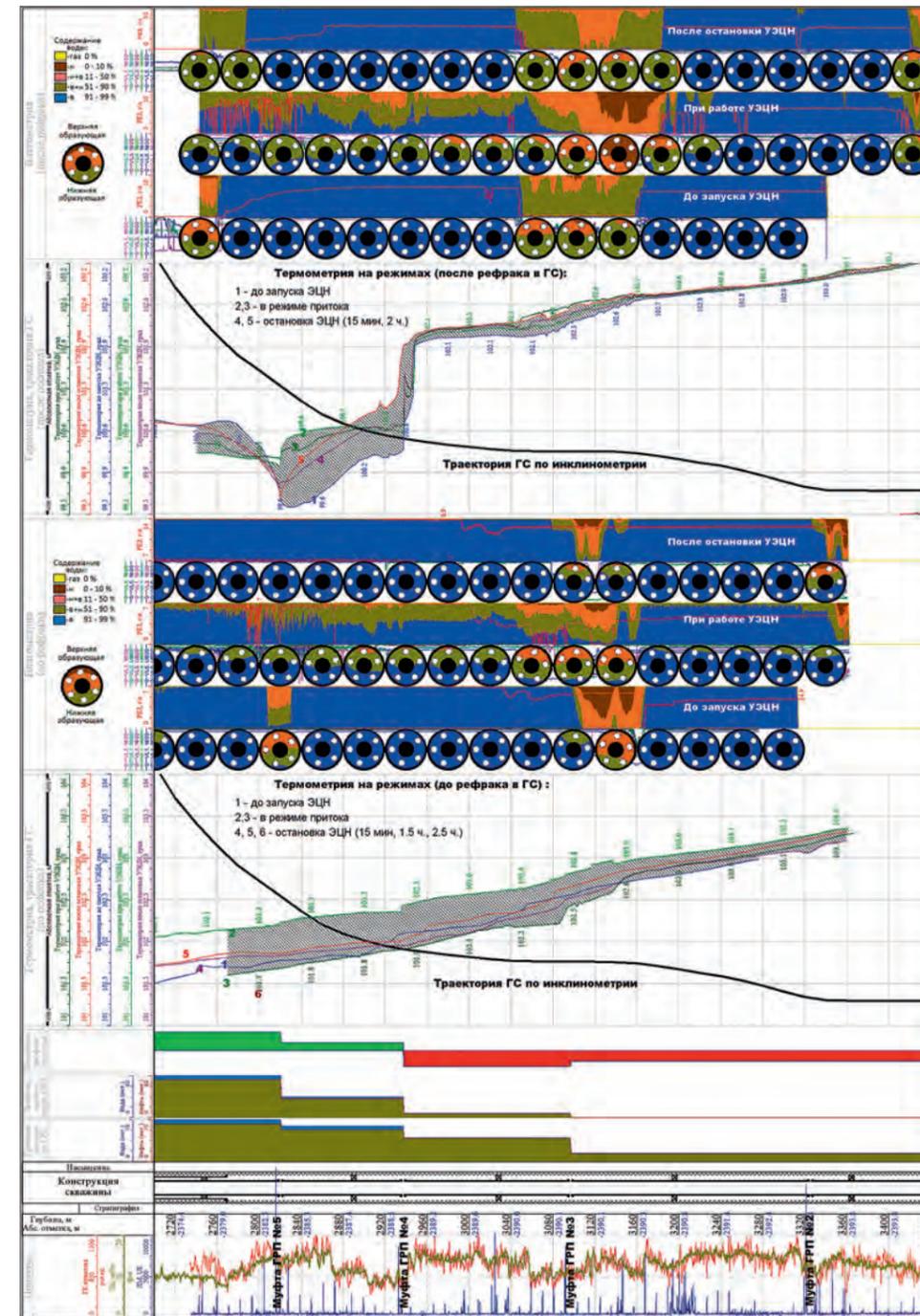


РИС. 4. Результаты комплексных исследований в горизонтальной скважине до и после вторичной интенсификации посредством ГРП

доставки (геофизический кабель, ГНКТ, скважинный трактор), обеспечивает решение практических задач контроля эксплуатации целевых объектов и оценки технического состояния конструкции скважины в условиях, приближенных к промышленной эксплуатации.

Данная технология позволяет производить оперативный мониторинг работы скважин с целью как планирования, так и контроля по результатам выполнения мероприятий по выравниванию

профилей притока посредством повторной интенсификации с ГРП, либо изоляции обводненных интервалов.

На примерах промышленных исследований показан ряд успешных исследований горизонтальных скважин с применением технологии байпасирования добывающего оборудования. Данная технология позволила выделить работающие интервалы, оценить состав притока и определить техническое

состояние в том числе и в протяженных горизонтальных стволах.

Важно отметить, что режим работы скважины в процессе исследований максимально приближен к условиям промышленной эксплуатации, что положительно влияет на информативность и достоверность полученных результатов.

KEYWORDS: *geophysical exploration, submersible pumps, horizontal wells, bypass technology, submersible mining equipment.*

# ГЕОХИМИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ

## Расширение ресурсной базы востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

В СТАТЬЕ ПОКАЗАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ГЕОХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ С ИЗУЧЕНИЕМ АДсорБИРОВАННЫХ ПОЧВАМИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ (C1 – C5) ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РЕГИОНАЛЬНЫХ РАБОТ. УСТАНОВЛЕНЫ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УРАЛЬСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ. ЛОКАЛИЗОВАН РЯД ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЕЙ НА ВЫЯВЛЕНИЕ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТРАДИЦИОННЫХ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫХ ТИПОВ (В ПРЕДЕЛАХ ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ РЕГИОНА) И НОВЫХ ТИПОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ЗАПАДНОУРАЛЬСКОМУ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВОМУ ПОЯСУ И В УРАЛЬСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ОБЛАСТИ. ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ИХ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКИ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ВЫДЕЛЕННЫХ ПЛОЩАДЯХ РЕКОМЕНДУЕТСЯ ПРОВЕСТИ КОМПЛЕКС ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

*THE ARTICLE SHOWS THE POSSIBILITY OF IDENTIFYING POTENTIAL PROSPECT OIL-GAS AREAS BY GEOCHEMICAL METHODS WITH THE STUDY OF SOILS ADSORBED HYDROCARBON GASES (C1 – C5), ACCORDING TO THE RESULTS OF REGIONAL WORKS. ESTABLISHED GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF OIL-GAS PETROLEUM POTENTIAL OF THE URAL FOLDED REGION. LOCALIZED A NUMBER OF POTENTIAL PROSPECTIVE AREAS, PERSPECTIVE ON IDENTIFICATION OF THE LARGE-SCALE DEPOSITS OF TRADITIONAL GEOLOGICAL-STRUCTURAL TYPES (WITHIN A PLATFORM PART OF THE REGION) AND NEW TYPES OF OIL AND GAS FACILITIES, CONFINED TO THE WEST URAL FOLDED-OVERLAPPED ZONE AND IN THE URAL FOLDED REGION. TO CLARIFY THEIR PROGNOSTIC ASSESSMENT AND DETERMINATION OF THE LOCATIONS OF EXPLORATORY BOREHOLES ON DEDICATED ACREAGE ARE ENCOURAGED TO UNDERTAKE A RANGE OF ADDITIONAL GEOCHEMICAL AND GEOPHYSICAL WORKS*

Ключевые слова: нефть, газ, Волго-Уральская НГП, геохимические работы, адсорбированные газы, высокоресурсные площади.

**Криночкин Лев  
Алексеевич,**  
Институт минералогии,  
геохимии и  
кристаллохимии редких  
элементов (ФГУП ИМГРЭ)

**Криночкина Ольга  
Константиновна,**  
Национальный  
исследовательский  
строительный  
университет  
(НИУ МГСУ)

Значение углеводородного сырья для современной России остается достаточно высоким. Однако, в большинстве нефтегазодобывающих провинций и областей РФ наиболее рентабельная часть их ресурсов в значительной степени отработана. Так, уникальные и крупные месторождения нефти (в России их около 150), обеспечивающие около 70% добычи нефти выработаны на 45–50%, а в районах Кавказа и Поволжья – на 80% [5]. Ситуацию в этих регионах может изменить открытие новых крупных нефтегазовых месторождений. Но их изучение необходимо проводить новыми современными высокоэффективными методами.

Такими методами, прежде всего, являются геохимические методы, которые отличают оперативность, низкая стоимость и высокая эффективность. Геохимические методы поисков нефти и газа разрабатывались еще в 30-е годы в СССР профессором В.А. Соколовым. Но история

их применения в нашей стране характеризуется чередованием периодов широкого внедрения в производство и периодов почти полного забвения и сворачивания работ из-за неопределенности результатов. Последнее во многом связано с тем, что традиционно применяемые геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основаны на исследованиях газов свободной формы.

Они имеют ряд существенных недостатков: 1) результаты измерений зависят от внешних факторов (перепадов атмосферного давления, температуры, влажности и др.), что затрудняет получение сопоставимых данных о газовом поле крупных регионов, изучаемых при региональных геохимических исследованиях; 2) сложны процедура отбора проб свободных газов и обеспечение их сохранности; 3) необходимость оперативной доставки проб в лабораторные центры и др. [9].

За рубежом, напротив, наблюдается устойчивая тенденция постоянного нарастания объемов геохимических исследований с целью поисков нефти и газа с широким применением элементных и почвенно-солевых съемок. И если, перед войной и в первые послевоенные десятилетия за рубежом геохимические методы применялись, преимущественно, для разбраковки выявленных сейсморазведкой локальных объектов перед постановкой на них глубокого бурения, то в последние десятилетия, в связи со значительным ростом стоимости сейсморазведочных работ, на многих территориях в США, Канаде и других странах геохимические исследования стали проводить перед постановкой сейсморазведки, которую затем ставят на перспективных участках, выделенных по геохимическими данным.

Применение при региональных работах, охватывающих большие территории, геохимических методов, основанных на использовании газов свободной формы, мало эффективно. Созданная в ФГУП «ИМГРЭ» инновационная технология региональных геохимических работ на нефть и газ базируется на комплексном изучении адсорбированных почвами углеводородных и неуглеводородных газов и развитых в них наложенных литохимических ореолов микроэлементов. Изучение газового и литохимического поля проводится в одних и тех же пробах, отобранных из почв горизонта В-ВС с глубины 0,6–0,8 м и донных отложений.

Геохимические исследования, направленные на поиски нефтегазовых месторождений, ФГУП «ИМГРЭ» проводит с 2007 г. на основе технологии региональных геохимических работ масштаба 1:1 000 000 при создании геохимических основ масштаба Госгеолкарты-1000/3 [13].

Методика изучения адсорбированных почвами, донными отложениями, коренными породами углеводородных (CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>8</sub>, iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, iC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>, nC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) и неуглеводородных (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>) газов для поисков месторождений углеводородов разработана Л.С. Кондратовым и др. [6–8]. Метод является прямым, что определяет его преимущество перед методами, основанными на изучении минеральных новообразований и химических элементов.

Газы, мигрируя к поверхности, сорбируются и надежно удерживаются коренными породами, рыхлыми отложениями, почвами и донными осадками, через которые они проходят. Метод свободен от недостатков, присущих свободным газам. Адсорбированные формы газов сохраняют информацию о газовом поле неопределенно долгое время. На их содержание не оказывают воздействие погодные условия и другие факторы, влияющие на концентрацию углеводородов в свободной форме. Метод является прямым, что определяет его преимущество перед методами, основанными на изучении минеральных новообразований и химических элементов.

Для аномальных геохимических полей нефтегазовых месторождений характерно образование специфических по составу аномалий адсорбированных почвами углеводородных газов (УВГадс). Спектр газового поля нефтяного типа отличается от полей другой природы утяжелением состава углеводородов. Это явление отчетливо фиксируется даже при отсутствии явных аномальных накоплений УВГадс.

За пределами залежей на флангах доминируют легкие гомологи метана. На фоновых территориях тенденция обогащения тяжелыми или легкими компонентами отсутствует.

Отмеченные особенности состава аномальных полей УВГадс проявляются над месторождениями, локализованными в разных условиях (в подсолевых толщах, под тектоническими экранами, на шельфе морей и т.д.) [8].

Сущность литохимического метода поисков углеводородов заключается в использовании наложенных ореолов элементов-индикаторов. Для этого их подвижные формы переводятся в раствор, а полученные вытяжки анализируются на широкий комплекс элементов методом ICP MS.

Использование УВГадс при региональном геохимическом картировании в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) показало их высокую прогнозную результативность. Полученные результаты их апробации на известных хорошо изученных объектах позволили разработать и предложить для выявления высокоресурсных нефтегазоносных

площадей при региональных геохимических работах комплекс геохимических критериев:

1) повышенные значения коэффициента нефтяности (Кнф); 2) контрастные положительные или отрицательные аномалии CO<sub>2</sub>адс; 3) низкоконтрастные положительные аномалии N<sub>2</sub>адс; 4) низкоконтрастные отрицательные аномалии H<sub>2</sub>адс; 5) повышение значений pH и понижение значений Eh; 6) положительные аномалии микроэлементов (J, S, Ni, V, Zn, Mo и др.) и 7) региональный характер аномальных геохимических полей [10].

Наиболее важным и устойчиво работающим критерием является оригинальный показатель нефтегазоносности, так называемый коэффициент нефтяности (Кнф). Он определяется, как отношение произведения коэффициентов аномальности пяти наиболее тяжелых УВГадс к произведению коэффициентов аномальности пяти более легких УВГадс. Формула его расчета установлена экспериментально [10].

При этом следует отметить, что положительные и отрицательные аномалии изученных УВГадс не обнаруживают устойчивой связи с нефтегазоносными площадями. Но, эти площади отчетливо фиксируются относительным обогащением геохимического поля тяжелыми компонентами адсорбированных углеводородных газов даже при отсутствии их аномальных содержаний. Это обогащение фиксируется повышенными значениями Кнф.

Эффективность критериев, основанных на распределении содержаний адсорбированных неуглеводородных газов (CO<sub>2</sub>адс, N<sub>2</sub>адс, H<sub>2</sub>адс), показателей pH и Eh и микроэлементов (J, TR, S, Ni, V, Zn, Mo и др.), менее однозначна. На одних территориях нефтегазоносные площади фиксируются положительными аномалиями, на других – отрицательными, а на третьих эти критерии по отношению к нефтегазовым объектам могут быть индеферентными.

Показатель нефтяности (Кнф) оказался эффективным и устойчивым в разных регионах. Во всех изученных регионах аномалии повышенных значений Кнф отчетливо фиксируют площади локализации крупных

нефтегазовых месторождений. Они располагаются в пределах аномальных геохимических зон или в непосредственной близости от них. Малые месторождения нефти и газа могут располагаться, как в пределах контрастных аномалий Кнф, так и за их пределами, в том числе в зонах пониженных значений Кнф и на фоновых площадях. В целом, получается, чем выше интенсивность аномалии Кнф и больше ее размеры, тем выше перспективность площади. Высокой перспективности отвечают значения Кнф > 4,0, средней – от 4,0 до 1,0, низкой – < 1,0.

Важным критерием прогнозирования высокоресурсных площадей является региональный характер развития геохимических аномалий, что является признаком уникального минерагенического потенциала, и, следовательно, возможности выявления крупных нефтегазовых месторождений. Так, на восточном фланге Волго-Уральской НГП, где известно большое количество, в том числе и крупных нефтегазовых месторождений, аномальные поля Кнф имеют значительные размеры и высокую интенсивность. В западном направлении по мере снижения ресурсности провинции наблюдается и снижение параметров аномалий Кнф.

В свете сказанного, ниже будут рассмотрены результаты изучения адсорбированных почвами углеводородных газов на примере восточной части Волго-Уральской НГП. Работы выполнены ФГУП ИМГРЭ в 2007–2011 г.г. на площади листа N-40 (175 000 кв.км) в рамках проекта «Составление геохимических основ м-ба 1:1000000 листов N-40,41,42 и др.».

На территории проведенных работ было отобрано 1800 проб почв по сети 10×10 км. Изучение УВГадс проводилось в лаборатории № 1 ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем.

Территория исследований расположена на стыке Южного Урала и Восточно-Европейской платформы и характеризуется четкой линейной субширотной тектонической зональностью. С запада на восток выделяются Волго-Уральская антеклиза, Предуральский краевой прогиб и Уральская складчатая система.

Восточная часть Волго-Уральской провинции является одним из старейших нефтегазоносных

регионов. В изученной его части известно около 200 нефтяных и газовых месторождений. Промышленная нефтегазоносность установлена в Туймазинском, Серафимовско-Чекмагушском, Петропавловско-Каргалинском, Сергеевско-Демском, Тавтиманово-Урманском и Ишимбайском грабенообразных прогибах, выполненных позднедевонско-раннекаменноугольными нефтегазоносными отложениями. В размещении нефтепроявлений отмечается четкая связь с разломами в кристаллическом фундаменте, проникающими в продуктивную толщу девона и нижнего карбона [2].

Исследование распределения аномальных полей УВГадс показало, что аномалии пропилена (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>) развиты, преимущественно, в пределах Уральской складчатой области (СО); метана (CH<sub>4</sub>) – одинаково широко в складчатой области и на плите; этилена (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), бутилена (C<sub>4</sub>H<sub>8</sub>), этана (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), пропана (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), изобутана (iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) – слабее в складчатой области и шире на платформе; изопентана (iC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>), н-бутана (nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) и н-пентана (nC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) выявляются практически только в пределах платформенной области. При этом аномалии изученных УВГадс не имеют устойчивой связи с нефтегазоносными площадями. В почвах одних нефтегазоносных площадей углеводородные газы в адсорбированной форме могут образовывать положительные аномалии, а в других преобладают фоновые или даже «отрицательные» концентрации. Крупные контрастные аномалии УВГадс единичны, мозаично распределяются на изученной территории. В платформенной части в их пределах не известно нефтегазовых месторождений. В складчатой области они приурочены к рудным районам с различной металлогенией (Fe, Cu-Zn, Au). Очевидно, они представляют собой современные газовые «отдушины».

Принципиально иную картину имеет аномальное поле коэффициента нефтидности (рис.). В регионе выделяются высоконтрастные зоны различной морфологии (линейные, дугообразные и более сложные). На платформе аномальные поля обширны и тесно связаны с известными высокоресурсными нефтегазовыми площадями. В складчатой области аномалии

Кнф локализуются, в основном, в южной половине изученной части Уральской СО [10].

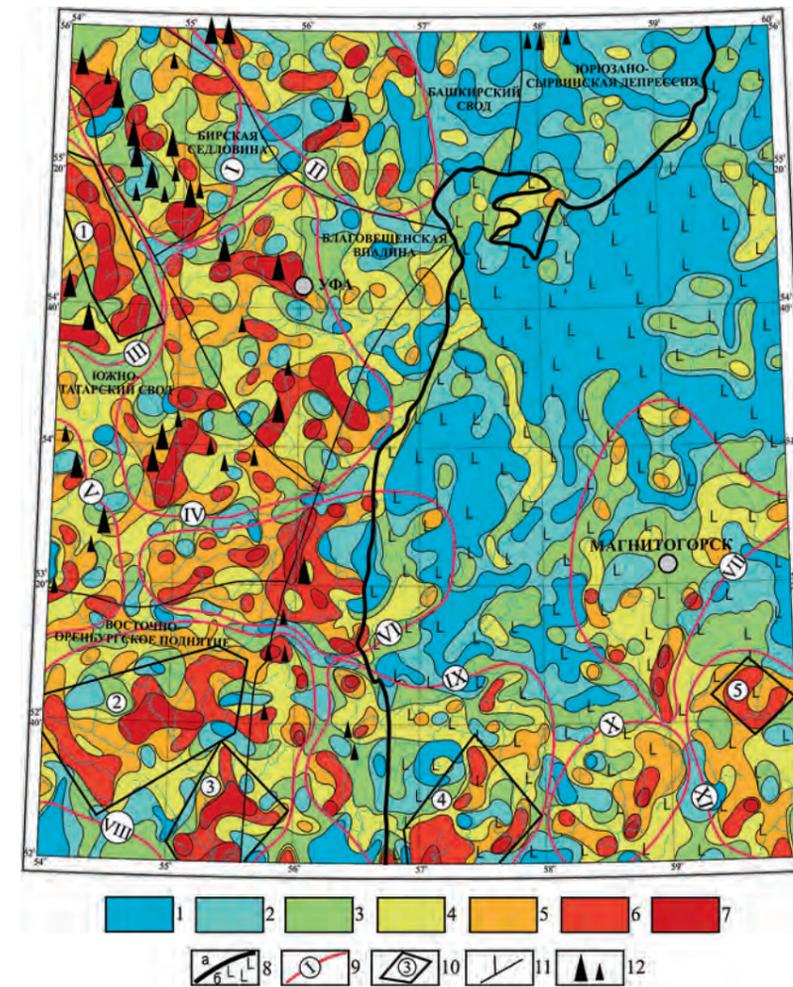
В результате районирования в структуре аномального поля Кнф выделены площади, отвечающие нефтегазоносным районам. Они характеризуются широким развитием интенсивных аномалий Кнф. В Арланском (I) районе максимальные значения Кнф достигают 44,1, в Кушкульском (II) – 27,5, в Михайловском (III) – 216,2, в Шафрановском (IV) – 35,6, Орловском (V) – 145,5 и в Ишимбаевском (VI) – 25,5. Во многих из них известны крупные нефтегазовые месторождения. Но для этих районов также характерно и широкое развитие высоконтрастных зон показателя Кнф без известных крупных месторождений нефти и газа, которые с высокой вероятностью указывают на их наличие.

Наиболее крупная высоконтрастная аномальная зона локализована в Михайловском районе (III). Зона имеет северо-западную азимутальную ориентировку, имеет протяженность более 100 километров, не оконтурена на северо-западном фланге. Она выделена как первоочередная Идяшская (1) потенциальная высокоресурсная на нефть и газ площадь, локализована на Южно-Татарском своде. По аналогии, с расположенным в относительной близости от нее Михайловским месторождением прогнозируется нефтяное многопластовое месторождение в песчаниках и карбонатных отложениях верхнего девона – нижнего карбона. Глубина залегания залежей до 2,0 км. Прогнозные ресурсы категории Д<sub>1</sub> крупные.

В южной части платформенной области выделен Астраханский (VIII) район. Крупные месторождения в районе неизвестны, но широкое развитие высоконтрастных аномалий показателя нефтидности (Кнф до 89,7), позволяет их прогнозировать. Здесь локализованы две первоочередные поисковые площади – Токская (2) и Астраханская (3).

Наибольший поисковый интерес на данной стадии изучения представляет Токская площадь (2), выделенная в северной половине Астраханского района (VIII).

РИС. 1. Результаты работ в Волго-Уральской НГП



1–7. Перспективность площадей: 1–3. Низкая: 1 – Кнф < 0,25, 2 – Кнф = 0,25 – 0,5, 3 – Кнф = 0,5–1,0; 4–5. Средняя: 4 – Кнф = 1,0–2,0, 5 – Кнф = 2,0–4,0; 6–7. Высокая: 6 – Кнф = 4,0–8,0, 7 – Кнф > 8,0; 8 – граница Волго-Уральской (а) НГП и Уральской (б) потенциальной НГП; 9 – границы нефтегазоносных районов; 10 – границы нефтегазоносных площадей работ первой очереди; 11 – границы структурно-формационных блоков; 12 – нефтегазовые месторождений: крупные и средние

Площадь приурочена к Восточно-Оренбургскому поднятию. В ее пределах локализованы две высокоаномальные зоны, в связи с которыми прогнозируется обнаружение крупных нефтегазовых месторождений. По аналогии, с расположенным рядом Шкаповским продуктивным отложением могут являться песчаники и карбонатные отложения верхнего девона – нижнего карбона, а прогнозируемая глубина залегания залежи – до 2 км, в пределах Астраханской (3) площади в настоящее время известен ряд малых нефтяных месторождений. Но высокая контрастность и значительные размеры аномальной зоны Кнф

позволяют прогнозировать обнаружение крупных залежей углеводородов. Кроме того, эта аномальная зона не оконтурена в южном направлении.

Позиция Ишимбаевского (VI) нефтегазоносного района более сложная. Его западная часть приходится на Южно-Татарский свод, центральная – на Предуральский прогиб, а восточная – на складчато-надвиговый западноуральский пояс. В центральной части района локализована значительная по размерам контрастная аномалия Кнф, в центре которой расположено крупное Ишимбаевское нефтегазовое месторождение.

В западной части Ишимбаевского района, в пределах Южно-Татарского свода интенсивность поля средняя и высокая, выделяется ряд относительно локальных контрастных аномалий. Восточный фланг характеризуется меньшей интенсивностью и локальными аномалиями Кнф, что может быть связано с экранирующей ролью складчатых структур Урала.

Структура аномального поля Кнф восточной половины Ишимбаевского района имеет характерную кольцевую морфологию, что позволяет говорить о структурном и генетическом единстве аномальных полей Кнф района, вмещающих Ишимбаевское месторождение и выявленных в пределах Урала. Это позволяет предположить продолжение нефтегазоносных структур под складчатыми образованиями Урала.

Кугарчинский (IX) потенциальный нефтегазоносный район, преимущественно локализуется в пределах складчатой области (СО). На платформу приходится только его западный фланг.

Общая структура аномального поля кольцеобразная. В западном (платформенном) фрагменте аномального кольца известны два средних и ряд малых месторождений нефти. Аномальное поле здесь мозаично, в целом, средней интенсивности с отдельными локальными контрастными аномалиями. Характер поля хорошо согласуется со средней ресурсностью западного фланга Кугарчинского района.

В восточной (уральской) части, несмотря на экранирующее действие надвиговых структур Урала, выделен ряд высоконтрастных аномалий Кнф. Контрастность и размеры аномалий здесь значительно выше, что позволяет прогнозировать выявление крупных залежей углеводородов. Наиболее перспективная интенсивная (Кнф до 42) аномалия, расположенная у южной рамки листа, имеет продолжение на юг за пределы изученной площади. Аномальная зона оконтурена, как первоочередная Кугарчинская площадь (4) в пределах которой прогнозируется выявление крупных залежей углеводородов.

Полностью в Уральской СО локализованы Магнитогорский (VII), Сибайский (X) и Айдерлинский (XI)

потенциальные нефтегазоносные районы. Из них Магнитогорский (VII) район расположен севернее других и характеризуется развитием локальных разобщенных средней интенсивности аномалий. Интересна с точки зрения выявления нефтегазовых месторождений высококонтрастная (Кнф до 47,8) линейная аномалия, выделенная на южном фланге района.

Более интенсивным развитием аномалий Кнф характеризуются Сибайский (X) и, особенно, Айдерлинский (XI) районы. В последнем районе выявлена интенсивная (Кнф до 15,1) аномалия с характерной кольцеобразной для нефтегазоносных площадей морфологией, выделенная как первоочередная Айдерлинская (5) площадь. Характеристика геохимического поля Айдерлинской площади позволяет прогнозировать выявление в связи с ней промышленных залежей углеводородов.

Выявленные в пределах Уральской СО потенциально нефтегазоносные аномальные геохимические поля позволяют ставить вопрос о возможной нефтегазоносности Уральской складчатой области и выделять ее, как новую Уральскую потенциальную нефтегазоносную провинцию [11]. Это подтверждается и геологическими данными.

В последние годы получены доказательства о сложном чешуйчато-надвиговом строении Урала и Западного Предуралья и перекрытии аллохтонными пластинами Урала восточных частей Предуральского прогиба [3, 4]. Бурение скважины 1-Верхняя Сочь показало наличие коллекторов в породах автохтона [1]. А Аракаевская параметрическая скважина, расположенная в 100 км северо-западнее от г. Екатеринбург, вскрыла газоносные пласты в поднадвиговых зонах в изверженных породах аллохтона мощностью 12 м (1890–1902 м) и 44 метра (2452–2496 м). По сейсмологическим данным велика вероятность встретить здесь и нефть в вендско-рифейских отложениях в поднадвиговых структурах. Предполагаемая нефтегазоносность рифей-вендских отложений на территории Урала (Зилаирский, Магнитогорский синклиории и др.) отмечена в объяснительной записке к геологической карте региона масштаба 1:1 000 000 [2]. На

смежных территориях Пермской области и Удмуртской Республики подобные залежи уже выявлены.

Следует отметить, что высокая перспективность областей развития надвигов на нефть и газ в мире известна. Подобные месторождения известны в Скалистых горах, в складчатой области Загроса (Иран) и многих других регионах мира. На месторождениях Северо-Кубинского бассейна залежи нефти содержатся в различного типа ловушках и коллекторах, представленных, главным образом, магматическими и метаморфическими породами аллохтонного комплекса, надвинутого на отложения краевого прогиба и т.д. [12]

Подводя итог, следует отметить, что одним из основных результатов региональных геохимических работ является установление геохимических признаков потенциальной нефтегазоносности шарьяжно-надвиговых структур Урала. Полученные данные позволяют **выделить новую Уральскую потенциальную нефтегазоносную провинцию**. По аналогии со структурами Надвигового пояса Скалистых гор, Аппалачского пояса надвигов и других нефтегазоносных районов мира они могут оказаться высоко перспективными на углеводородное сырье. Особое внимание должно быть уделено нефтегазоносности западноуральского складчато-надвигового пояса.

Изучение локализованных в пределах Уральской СО, потенциальных нефтегазоносных площадей может не только значительно расширить углеводородную базу региона, но и позволит научно обоснованно подойти к изучению нетрадиционной, с точки зрения углеводородного потенциала, территории Уральской СО.

Несомненно, важнейшим результатом работ является прогнозирование новых высокоресурсных площадей для первоочередных работ, с прогнозируемым крупным углеводородным потенциалом. Для поиска нефтегазоносных залежей на выделенных первоочередных площадях рекомендуется провести: 1) геохимическую углеводородную съемку по УВГадс в масштабе 1:500 000 (5 км × 5 км) – 1:200 000 (2 км × 2 км); 2) сейсморазведку по

линиям профилей через эпицентры аномалий; 3) бурение поисковых скважин в эпицентрах аномалий для вскрытия нефтегазоносных залежей.

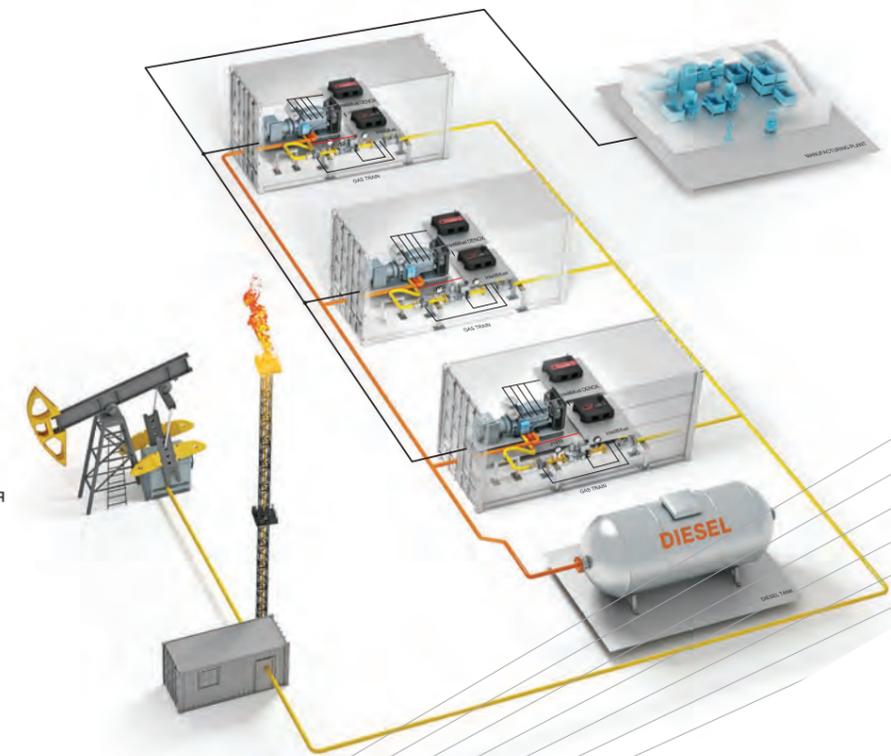
Освоение новых высокоресурсных площадей позволит в относительно короткие сроки расширить ресурсную базу региона и обосновать подобные ревизионные работы с использованием геохимических методов на всей территории Волго-Уральской и других НГП, в том числе и в потенциальной Уральской НГП. ●

**Литература**

1. Беляева Н.В., Юдин В.В., Корзунов А.Л. и др. Глубинное строение западного склона Урала в районе Сочинской антиклинали (по данным бурения параметрической скважины 1-Верхняя Сочь), Сыктывкар, 1997, 79 с.
2. Геологическая карта Российской Федерации масштаб 1:1 000 000 (новая серия), лист N-40(41) – Уфа, объяснительная записка. Санкт-Петербург, ВСЕГЕИ, 2002.
3. Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуральского прогиба. М. Наука, 1984.
4. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности Урала. М.: Наука, 1988, 240 с.
5. Клещев К.А. Основные направления поисков нефти и газа в России. Геология нефти и газа, №2, 2007г. ст.18-23.
6. Кондратов Л.С., Ершова М.В. Углеводородные газы горных пород в связи с использованием при поисках полезных ископаемых. Изв. ВУЗов. Геология и разведка. МГРИ. М. 1986. № 7. с.17-24.
7. Кондратов Л.С., Воинков Д.М., Прокофьева А.Ф. Адсорбированная форма газа пород – новый этап в развитии газогеохимических поисков нефтегазовых скоплений. Разведка и охрана недр. Москва. 2009. № 11. с.24-31.
8. Кондратов Л.С., Старостин В.И., Воинков Д.М., Голубев Ю.К., Криночкин Л.А., Демидов В.И. Газы литосферы и полезные ископаемые. Смирновский сборник-2009. Фонд им. академика В.И. Смирнова, М. 2009. с. 75-103.
9. Криночкин Л.А., Головин А.А., Чуткерашвили С.Е., Прокофьева А.Ф. Методика и результаты прогнозирования нефтегазоносных объектов при региональных геохимических работах. /Разведка и охрана недр, 2013, №8, с. 17 – 20.
10. Криночкин Л.А. Геохимические критерии локализации высокоресурсных нефтегазоносных площадей при региональных работах. Разведка и охрана недр, 2015, № 6, с. 21 – 26.
11. Криночкин Л.А., Демидов В.И., Баранов И.С., Гелетко А.А. Перспективы нефтегазоносности Волго-Уральской провинции по геохимическим данным. / В сб. Геохимическое картирование, поиски и геоэкология. /Отв. Редакторы И.Г. Спиридонов, В.А. Килипко. Сборник статей. М.: ИМГРЭ, 2015, М.: ИМГРЭ, 2015, 155-166 с.
12. Кучерук Е.В., Ушаков С.А. Тектоника плит и нефтегазоносность (геофизический анализ). Итоги науки и техники. Физика Земли. М.: ВНИИТИ, 1985, т.8, 200 с.
13. Требования к производству и результатам многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:1 000 000 (МГХК-1000). – М.: ИМГРЭ, 1999, 191 с.

KEYWORDS: oil, gas, Volga-Ural OGP, geochemical studies, adsorbed gases, high-life area.

**Выработка электроэнергии с использованием попутного газа**



**Модернизация дизельных двигателей на двухтопливном режиме работы (дизель/газ)**  
Применяйте газ вместо дизельного топлива - экономьте деньги и сохраняйте окружающую среду. Компания ComAp разработала простое решение для преобразования дизельных двигателей.

**Основные преимущества:**

- Реализованные проекты в России
- Возможно применение попутного газа
- Снижение затрат на дизельное топливо
- Короткие сроки окупаемости инвестиций
- Дешевая электроэнергия
- Минимальная модификация двигателя которая не снижает его мощность
- Переход в дизельный режим в случае проблем с поставками газа
- Удаленный мониторинг

[www.comap-russia.ru](http://www.comap-russia.ru)  
Телефон +7(495)787-56-33



**АТАМАН**  
[www.atamanguns.ru](http://www.atamanguns.ru)

**ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ  
АКСЕССУАРЫ**

**НОВИНКИ**

РЕКЛАМА

ООО «МЗВО»  
+7 (495) 9847629

# МЕТОДИКА ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ БИОГЕРМНЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКИ ЦИФРОВЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ

**Хасанов Ильнар Ильясович,**  
Старший преподаватель, заместитель декана факультета Геологии и геофизики нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

**Постников Александр Васильевич,**  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина  
Профессор, Заведующий кафедрой Литологии, Доктор геолого-минералогических наук, Доцент

**Постникова Ольга Васильевна,**  
Профессор кафедры Литологии  
Доктор геолого-минералогических наук  
Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ НОВЫЙ ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЮ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ, ШИРОКО РАЗВИТЫХ В РЯДЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ. ОБОСНОВЫВАЕТСЯ МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКИ ЦИФРОВЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ГОРНЫХ ПОРОД ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ЦЕЛЮ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ ИХ ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*THE ARTICLE CONSIDERS A NEW APPROACH TO THE STUDY OF THE STRUCTURALLY COMPLEX CARBONATE RESERVOIR ROCKS, WHICH ARE WIDELY REPRESENTED IN SOME OF THE OIL-AND-GAS PROVINCES. METHOD FOR USING COMPUTER PROCESSING TO MODEL THE LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL HETEROGENEITY OF SUCH FORMATIONS IS SUBSTANTIATED FOR THE PURPOSE OF A DIFFERENTIATED ASSESSMENT OF THEIR CAPACITIVE PARAMETERS*

Ключевые слова: *сложнопостроенные коллекторы, модель горной породы, цветность горной породы, текстура горной породы.*

В современной практике в пределах многих нефтегазоносных провинций, включающих природные резервуары, сложенные карбонатными комплексами пород важная роль принадлежит биогермным литофациям. По геофизическим данным нередко такие образования характеризуются довольно однородным строением. Вместе с тем, литологические исследования показывают, что эти породы характеризуются весьма высокой структурной и текстурной неоднородностью, отражающей сложное сочетание биогенного, хемогенного и терригенного осадконакопления, а также разнонаправленного влияния диагенетических и катагенетических преобразований. Эта неоднородность во многом определяет сложности, возникающие в процессе промышленного освоения природных резервуаров биогермного генезиса.

Литологическая неоднородность биогермных образований отмечается на разных иерархических уровнях исследования. Седиментационная цикличность, которая связана с периодическими изменениями уровня моря, во многом определяет создание консидиментационной ёмкости биогермного каркаса пород и его диагенетические преобразования, в частности процессы выщелачивания. При высоком стоянии уровня моря первичное пустотное пространство биогенного каркаса, как правило, заполняется органо-обломочным материалом в сочетании с хемогенным осадком. Последующие процессы диагенеза и катагенеза приводят, как правило, к полному исчезновению ёмкости пород. Породы формирующиеся при невысоком уровне стояния моря в условиях активного гидродинамического режима постоянно подвергаются интенсивной промывке и часто

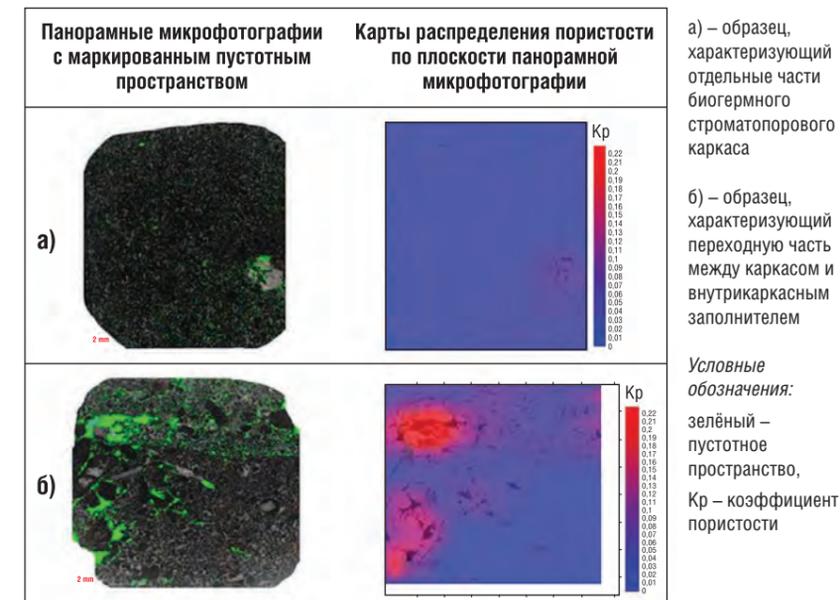
сохраняют первичное пустотное пространство. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают те части построек, которые на определенных промежутках геологического времени выводились выше уровня моря, где они подвергались промывке пресными водами и процессам выщелачивания, способствующим увеличению их ёмкостного пространства и высокой сообщаемости пустот.

Наиболее высокая степень неоднородности биогермных образований связана с их текстурными особенностями, которые сформировались главным образом в результате жизнедеятельности различных колониальных организмов. В зависимости от характера биоценоза, формирующего каркас, и палеоэкологических обстановок его жизнедеятельности, формируется его весьма прихотливая морфология.

Моделирование такой сложной морфологии, в отличие, например, от горизонтальной слоистости, представляется весьма сложной задачей. Для формирующегося каркаса в целом характерно сочетание крупных первичных межкаркасных полостей и сравнительно мелкой пористости внутренних отдельных элементов каркаса. Эта первичная ёмкость редко сохраняется в сформированной горной породе, поскольку мелкая пористость отдельных элементов каркаса чаще всего залечивается раннедиагенетическим кальцитом, а межкаркасное пространство часто заполняется органо-обломочным материалом. Для этого материала характерны межформенная, внутриформенная или даже вместоформенная пористость. Первичные крупные полости в межкаркасном пространстве могут сохраняться в природных резервуарах в виде крупных каверн, конфигурация которых существенно изменяется за счет процессов выщелачивания или частичной минерализации.

На микроуровне, при котором исследуются структурные особенности пород, фиксируется значительная часть мелких каверн, и различные по генезису поры, включающие тончайшую межкристаллическую пористость, происхождение которой часто остается проблематичным.

РИСУНОК 1. Панорамные микрофотографии шлифов и карты распределения пористости по плоскости этих микрофотографий



Современные геолого-геофизические исследования, включающие литологические, петрофизические, высокоточные лабораторные методы, расширенный комплекс ГИС, позволяют охарактеризовать высокую геологическую неоднородность природных резервуаров. В условиях развития современной цифровой фотографии многие параметры этой неоднородности могут быть количественно охарактеризованы по результатам анализа цветности цифровых изображений ядерного материала в дневном и ультрафиолетовом свете.

Цветовые свойства достаточно долгое время используются для изучения породы и её пустотного пространства средствами имидж-анализа фотографий шлифов, который позволяет дифференцировать пустотное пространство и отдельные минеральные компоненты породы по типам, морфометрическим характеристикам, размерам и т.д.. Авторами этой статьи такие методики были использованы для моделирования горных пород баженовской свиты [1,2,3]. Для карбонатных коллекторов такие исследования находятся на стадии методических разработок. Так, например, было выполнено моделирование распределения

пустотного пространства по плоскости панорамного микроизображения горной породы соответствующего площади стандартного петрографического шлифа (рисунок 1). Полученные модельные изображения пустотного пространства по плоскости шлифа иллюстрируют неоднородность распределения пористости в карбонатном резервуаре на микроуровне.

В данной статье основное внимание уделено изучению литологической неоднородности карбонатных природных резервуаров, которая определяется текстурными особенностями биогермных горных пород и фиксируется на цифровых изображениях распиленного полноразмерного керна. Текстура неоднородность биогермных горных пород во многом контролирует характер распределения пустотного пространства и флюидонасыщения в объеме природного резервуара.

При традиционном подходе к оценке ресурсов и подсчету запасов в природных резервуарах рассматриваемого типа принимаются осредненные петрофизические параметры, полученные в результате интерпретации данных ГИС и петрофизических исследований, выполненных на стандартных петрофизических цилиндрах,

УДК 550.8.023

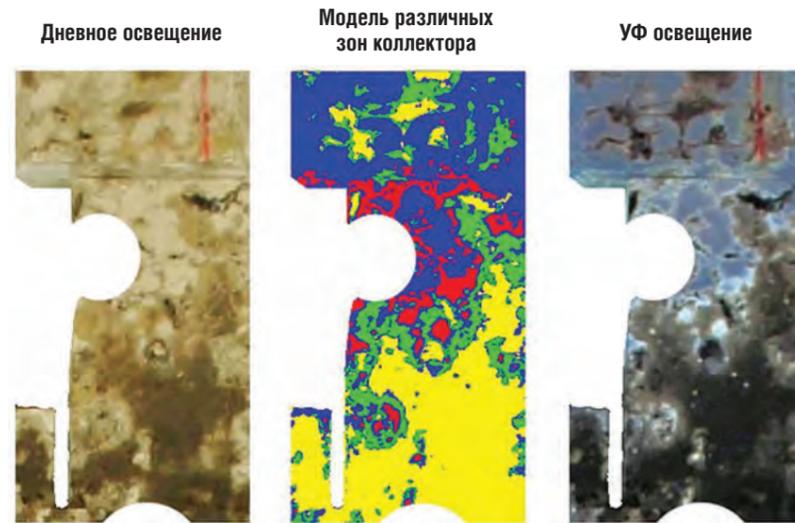
часто не отражающих все нюансы распределения пустотного пространства пород. Зачастую, при высокой текстурной неоднородности, характерной для биогермных массивов, усредненные значения параметров не позволяют адекватно оценить объем пустотного пространства природного резервуара, что ведет к искажению объемов запасов углеводородов. Данная работа является попыткой создания основы для дифференцированного подсчета запасов углеводородов в сложно построенных карбонатных коллекторах учитывающей особенности параметров и распределения пустотного пространства в разных зонах биогермных массивов, отличающихся по текстурным характеристикам и, соответственно, моделям распределения и объёму пустотного пространства. В работе выделяются текстурно-емкостные зоны, под которыми понимаются участки биогермного природного резервуара, представляющие собой отдельные текстурные элементы, обладающие различными петрофизическими свойствами, а также отличающиеся генетическим типом и морфометрическими характеристиками пустотного пространства. Для выделения текстурно-емкостных зон используются различия их цветовых параметров на изображениях в дневном или ультрафиолетовом свете, количественная оценка которых позволяет построить их цифровые пространственные модели.

Объектом исследований послужили верхнедевонские отложения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которые представлены весьма разнообразными карбонатными породами, в которых широко развиты разнообразные биогермные литотипы известняков. Для их разновидностей, обладающих значимым пустотным пространством, характерно наличие, как правило, плотного строматопорового, водорослевого и цианобактериального каркаса и граноморфного межкаркасного заполнителя. Более плотный каркас породы характеризуется пониженными ФЕС, тогда как более пористый заполнитель в значительной мере обеспечивает емкость и проницаемость породы.

Работа осуществлялась с использованием цифровых изображений ядерного материала в дневном и ультрафиолетовом свете, панорамных фотографий шлифов, результатов петрофизических испытаний образцов керна и материалов геофизических исследований скважин. Методика исследования разрабатывалась и совершенствовалась в течение последних лет на основе исследований разновозрастных отложений в различных нефтегазоносных провинциях [4]. Однако работа с биогермными известняками Тимано-Печорской провинции и решение поставленных задач потребовало существенной доработки методов.

Учитывая, что цифровые изображения используются как исходная информация для составления модели коллектора, существуют определенные требования к их качеству. Проще всего получить надлежащее качество при фотографировании керна по строго регламентированной методике, с использованием шкал цветовых шаблонов. Однако, для случаев, в которых регламент фотографирования не выдерживался, разработаны программные средства коррективы изображений.

РИСУНОК 2. Пример выделения текстурно-емкостных зон в образце биогермного известняка



Условные обозначения: желтый – граноморфный заполнитель, зелёный – переходная зона 1, красный – переходная зона 2, синий – строматопоровый каркас, белый – неинформативная часть

Предварительная программная обработка цифровых изображений осуществляется по следующей схеме:

- 1) Устранение пространственных искажений – таких как «эффект бочки», перспектива, «трапеция» и др.
- 2) Корректировка освещения. Применяется для неравномерно освещенного керна при использовании точечных источников освещения или иного неравномерного освещения.
- 3) Корректировка цвета. В качестве эталона выбирается наиболее качественное изображение, по которому выверяются цвета всех остальных изображений.
- 4) Координатная увязка изображений в дневном и ультрафиолетовом свете. В результате одни и те же участки изображений (с точностью до пикселя) имеют одинаковые значения пространственных координат на соответствующих изображениях, что обеспечивает их программное сравнение.

На первом этапе анализа откорректированных изображений в полуавтоматическом режиме маркируется неинформативная часть (открытые техногенные трещины, крупные каверны,

РИСУНОК 3. Пример процесса корректировки модели. Слева направо с 1-й по 4-ю итерацию



места отбора петрофизических цилиндров, теневые зоны и др.). Такие участки исключаются из расчетов.

На следующем этапе выделяется наиболее представительный участок разреза, на котором хорошо различимы все текстурно-емкостные зоны исследуемых пород, по которому проводится дифференцирование изображения на соответствующие текстурно-емкостные зоны (рисунок 2). По выделенным зонам определяются их цветовые характеристики. Используя аппарат математической статистики, оцениваются различия значений в многомерном пространстве цветовых параметров, что позволяет судить о возможности автоматического выделения таких зон по всему разрезу.

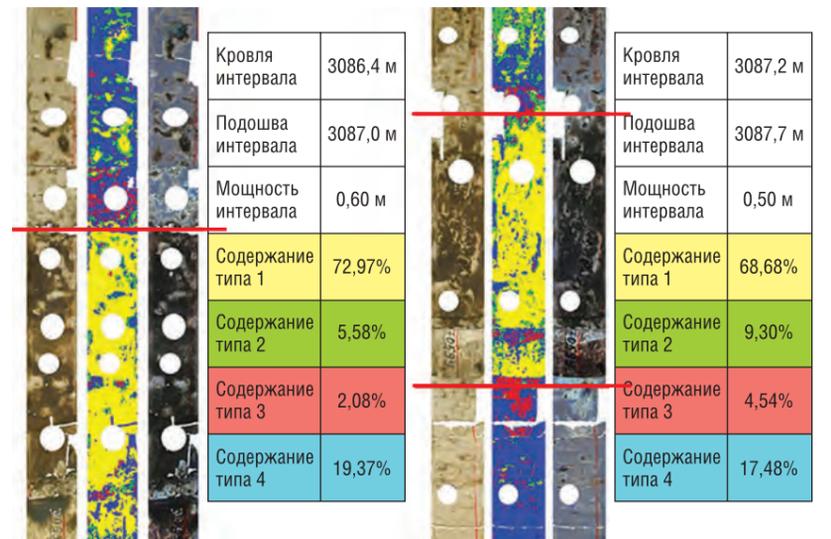
В частности, на одном из выбранных участков уверенно выделяются элементы плотного низкопористого строматопорово-цианобактериального каркаса имеющего весьма прихотливую конфигурацию, первичные полости в котором выполнены пористым нефтенасыщенным граноморфным заполнителем. Помимо главных элементов выделяются две переходных зоны различающиеся по текстурной позиции и характеру нефтенасыщения. Выявленные соотношения текстурно-емкостных зон в целом выдерживаются в пределах всего рассматриваемого разреза.

Получившиеся критерии используются при программной обработке всех изображений по

изучаемому разрезу – создаётся модель текстурно-емкостных зон. Полученная модель сопоставляется с исходным изображением для выявления несоответствий, для устранения которых вносятся необходимые коррективы. Такая проверка повторяется в несколько итераций, пока модель не будет максимально адекватной (рисунок 3).

Выполненное моделирование для разрезов нефтегазоносных комплексов позволяет оценить их вертикальную литологическую неоднородность и позволяет охарактеризовать и выявить

РИСУНОК 4. Примеры вертикальной неоднородности массива биогермных известняков по 2м интервалам коллекторов единого разреза



Условные обозначения: желтый – граноморфный заполнитель, зелёный – переходная зона 1, красный – переходная зона 2, синий – строматопоровый каркас, белый – неинформативная часть

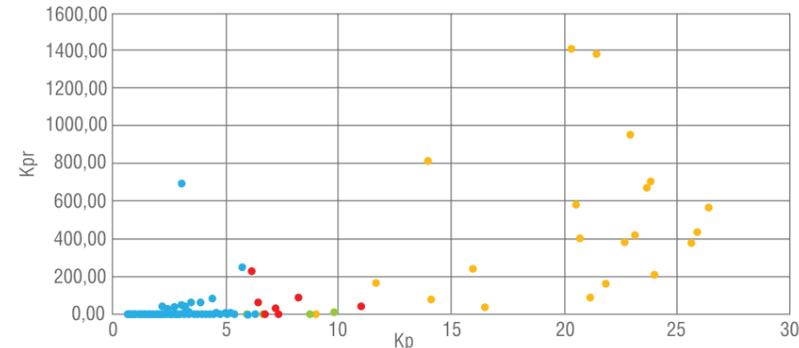
различия между отдельными частями природного резервуара. При этом нередко выделяются довольно крупные элементы разреза, которые существенно отличаются по своим ФЕС от подстилающих и перекрывающих отложений, что часто не фиксируется стандартным комплексом ГИС (рисунок 4).

Полученная модель соотносится с результатами петрофизических исследований выполненных на выпиленных цилиндрах, для выяснения их текстурно-емкостной позиции. Программа в полуавтоматическом режиме проверяет позицию на изображениях – точек отбора петрофизических цилиндров и определяет, к какой текстурно-емкостной зоне относится каждый цилиндр (если цилиндр находится внутри какой-либо из зон насыщения, то он считается представительным для данной зоны, в противном случае – характеризующие его данные в расчетах не учитываются). Полученный массив петрофизических параметров характеризует каждый из выделенных литотипов.

Для иллюстрации полученных данных строятся графики зависимости петрофизических параметров, на котором устанавливаются отчетливые различия по пористости каждой из

РИСУНОК 5. Пример кроссплота пористость-проницаемость текстурно-емкостных зон

	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4	Смешанные	Всего
Количество образцов, шт.	30	6	12	155	28	231
Количество образцов, %	12,9%	2,6%	5,2%	67,1%	12,1%	100%



Условные обозначения текстурно-емкостных зон: желтый – граноморфный заполнитель, зелёный – переходная зона 1, красный – переходная зона 2, синий – строматопоровый каркас

четырёх зон. В данном случае на графике наблюдается отчетливая дифференциация различных образцов по типу насыщения (рисунок 5). Таким образом, можно сделать вывод о связи выделенных текстурно-емкостных зон с фильтрационно-емкостными параметрами, а, следовательно, модель можно использовать для оценки этих параметров по разрезу. Различные текстурно-емкостные зоны природного резервуара могут

быть детально охарактеризованы комплексом дополнительных исследований на микроуровне (имидж-анализ, растровая электронная микроскопия, компьютерная микрофотография и др.) Проведенное моделирование позволяет проиллюстрировать изучаемый разрез диаграммами вариации содержания текстурно-емкостных зон и пористости по разрезу, которые могут быть

сопоставлены с кривыми ГИС (рисунок 6). Эти данные дают основания для расчленения разрезов с необходимой детальностью, выделения подсчётных и эксплуатационных объектов, для каждого из которых может быть проведен дифференцированный подсчёт параметров либо на основе всего массива данных, либо по каждому из выбранных интервалов. ●

**Литература**

1. Постников А.В., Постникова О.В., Оленова К.Ю., Сивальнева О.В., Хасанов И.И., Осинцева Н.А., Ганаева М.Р. Новые методические аспекты литологических исследований пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2016. – №10. – С. 23–27.
2. Гутман И.С., Постников А.В., Постникова О.В., Потемкин Г.Н., Оленова К.Ю., Хасанов И.И. Методические подходы к выделению зональных интервалов в собственно баженовской свите в связи с подсчетом запасов и оценкой ресурсов // Недропользование XXI век. – Москва, 2016. – №6. – С. 80–87.
3. Постников А.В., Гутман И.С., Постникова О.В., Оленова К.Ю., Хасанов И.И., Кузнецов А.С., Потемкин Г.Н. Разномасштабные исследования геологической неоднородности баженовской свиты как основа для оценки её углеводородного потенциала // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2016. – №3. – С. 8–11.
4. Хасанов И.И. Анализ цветности пород по цифровым изображениям ядерного материала // Геология нефти и газа. – Москва, 2014. – №5. – С. 33–39.

KEYWORDS: *structurally complex reservoirs, the model breed, color breed, the texture of the rocks.*

**ТЯЖЕЛОЕ ПОРАЖЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО КАРТЕЛЯ**

**DIEWELT**

Нандо Зоммерфельд  
Страны ОПЕК в течение многих месяцев боролись за снижение квот на добычу нефти. Теперь



решение вступило в силу, но на рынке наметилось разочарование. Цена на нефть снизилась еще больше. Многие государства, нуждаются в увеличении квот на добычу. Кроме того, был заключен союз,

призванный помочь восстановить контроль над нефтяными ценами. Нужда свела вместе Россию и Саудовскую Аравию. Этим двум государствам экстренно необходима стабильно высокая цена на нефть для того, чтобы избежать внутривалютной напряженности. Однако и этот, казалось бы, влиятельный альянс не смог серьезно укрепить позиции ОПЕК.

**РОСНЕФТЬ: СОТРУДНИЧЕСТВО РОССИИ С САУДОВСКОЙ АРАВИЕЙ ДОЛЖНО ПРОДОЛЖИТЬСЯ**



Гай Чейзан

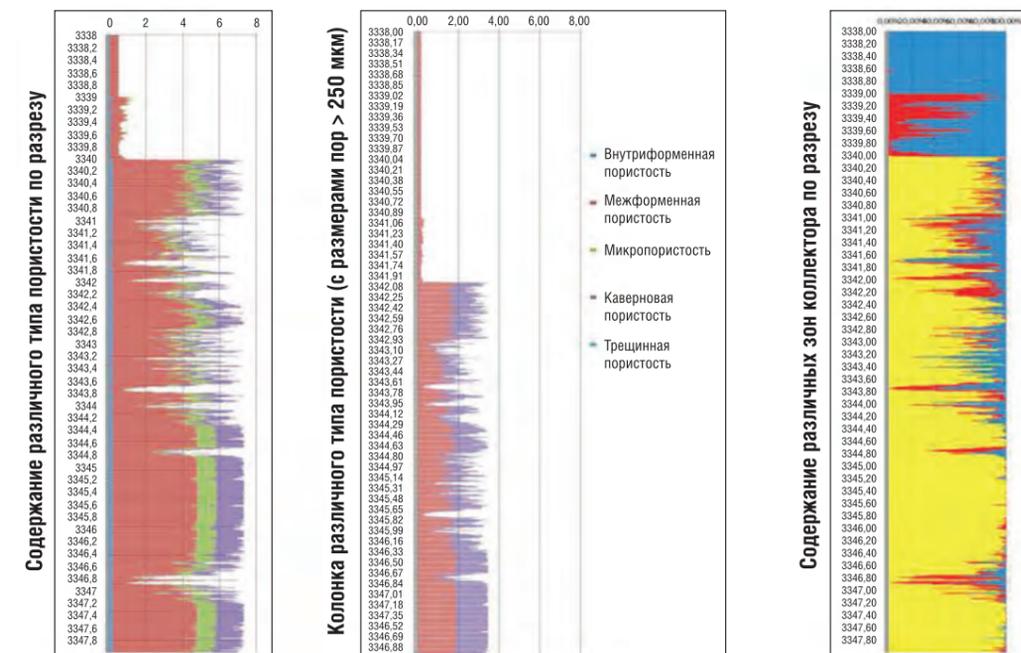
Сотрудничество между двумя крупнейшими в мире производителями нефти, Россией

и Саудовской Аравией, должно продолжиться после окончания срока действия введенных ограничений на добычу, чтобы осуществить переход к нормальному нефтяному рынку.



Выступая в Берлине, И. Сечин сказал, что странам необходимо обсудить, как осуществить главный переход, чтобы рынок не пострадал. По его словам, поступление больших объемов нефти может привести к волатильности, которая ударит по потребителям. ●

РИСУНОК 6. Колонки вариации пористости по разрезу и значений процентного содержания различных текстурно-емкостных зон



Условные обозначения текстурно-емкостных зон:  
 желтый – граноморфный заполнитель,  
 зелёный – переходная зона 1,  
 красный – переходная зона 2,  
 синий – строматопоровый каркас



**ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДАЖА ТЯЖЕЛОЙ ПРИЦЕПНОЙ ТЕХНИКИ**  
 МОДЕЛИ ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬЮ ОТ 10 ДО 2000 ТОНН

**НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ В РОССИИ**



**ЧМЗАП 99908-010** 8МИ-ОСНЫЙ НИЗКОРАМНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП-ТЯЖЕЛОВОЗ С ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ РАМОЙ

**ОБНОВЛЁННАЯ ВЕРСИЯ**

грузоподъемность **100000 кг**  
 собственная масса / полная масса **26000 кг / 126000 кг**  
 нагрузка на ссу / на дорогу **30000 кгс / 96000 кгс**  
 тормозная система **пневматическая с EBS (WABCO)**  
 подвеска **рычажная гидробалансирная (TRIDEC)**  
 с системой принудительного управления поворотом всех колес, первые две оси подъемные

двускатная ошиновка **245/70R17,5 141G (32+2)**  
 рама **телескопическая, 2 степени раздвижки**  
 рабочая площадка: **11730...25730x2540 мм**  
 шкворень **88,9 мм**

**ПАО «УРАЛАВТОПРИЦЕП»**  
 454038, Россия, г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5  
 многоканальный тел.: +7-351-217-01-00  
 sales@cmzap.ru • www.cmzap.ru

**8-800-200-02-74**  
 звонок по России бесплатный

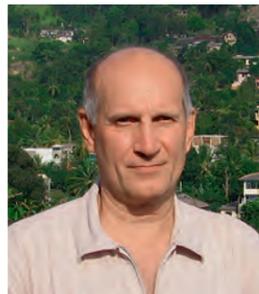
# ВТОРИЧНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

тектонно-гидротермального происхождения в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИХ МИНЕРАЛЬНЫХ АССОЦИАЦИЙ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ В СОСТАВЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА. РЕКОНСТРУИРОВАН МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ И КОЛЛЕКТОРОВ В ЮРСКИХ ОСАДКАХ, А ТАКЖЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО НАФТИДОГЕНЕЗА И ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. ПРЕДЛОЖЕН ОРИГИНАЛЬНЫЙ СПОСОБ ПОИСКОВ ВТОРИЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТЕКТОННО-ГИДРОТЕРМАЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

*THE EXAMPLES OF EPIGENETIC MINERAL ASSOCIATIONS OF A HYDROTHERMAL ORIGIN AS A PART OF THE JURASSIC SEDIMENTS OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS BEARING BASIN ARE GIVEN. THE MECHANISM OF FORMATION OF SECONDARY POROSITY AND RESERVOIR ROCKS IN THE JURASSIC DEPOSITS, AS WELL AS A HYDROTHERMAL NAFTIDOGENESIS AND FORMATION OF HYDROCARBON DEPOSITS IS RECONSTRUCTED. THE ORIGINAL WAY OF SEARCHING FOR SECONDARY RESERVOIR ROCKS OF A TECTONIC-HYDROTHERMAL ORIGIN ON THE BASIS OF INTEGRATION OF DATA OF SEISMIC EXPLORATION AND TECTONIC-PHYSICAL MODELING IS OFFERED*

Ключевые слова: гидротермальные флюиды, эпигенетические минералы, зоны разуплотнения (просадки), вторичная пористость, депрессионные зоны, сейсморастворка, тектонофизика, прогноз УВ залежей.



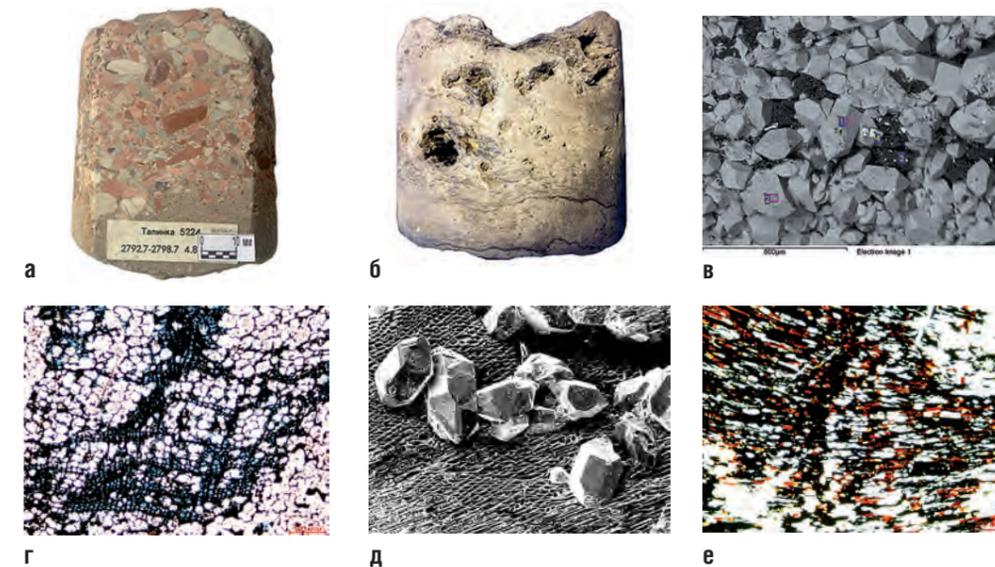
**Зубков Михаил Юрьевич,**  
директор ООО «ЗапСибГЦ»  
К.г.-м.н., старший научный сотрудник

В настоящее время наибольшее распространение получила теория осадочно-миграционного нафтидогенеза и образования углеводородных залежей, предложенная Н.Б. Вассоевичем (1967). С её помощью им был обоснован механизм образования так называемой микронепти, исходя из предложенного им понятия «главной фазы нефтеобразования». Однако эта теория не позволяет объяснить механизм миграции микронепти и формирования углеводородных (УВ) залежей, так как миграция «микрокапельной» нефти из практически непроницаемых глинистых, обогащенных органическим веществом (ОВ) нефтематеринских пород и сквозь такие же чрезвычайно слабо проницаемые глинистые и глинисто-алевритовые породы в песчаные породы-коллекторы выглядит весьма проблематичной. Миграция «микрокапельной» нефти даже в песчано-алевритовых породах-коллекторах представляется трудно осуществимой из-за проблем, обусловленных известным эффектом Жамена и крайне

низкой фазовой проницаемости микронепти в водонасыщенном гранулярном коллекторе. Преодолеть эти трудности позволяют тектоно-гидротермальные процессы, которые с одной стороны создают зоны дробления и разуплотнения в осадках, а с другой, активизируют процессы нефтегенерации и в виде сверхкритических флюидов (нафтидо-водного состава) поднимаются вверх и по латерали, заполняя породы-коллекторы содержащимися в их составе УВ и создавая залежи и месторождения нефти и газа [1, 2]. В настоящей публикации на конкретных примерах рассматриваются доказательства участия тектоно-гидротермальных процессов в формировании вторичных коллекторов и УВ залежей в юрских отложениях, а также оригинальный способ прогнозирования зон формирования таких залежей на основе комплексирования данных сейсморастворки и тектонофизического моделирования [1–3].

УДК 553.98

РИС. 1. Фотографии полноразмерных образцов керн (а, б), снимки РЭМ (в, д) и прозрачных петрографических шлифов (г, е)



**а** – песчано-гравийная порода, пласт ЮК<sub>10</sub> Талинского месторождения (все зерна в составе образца независимо от их цвета сложены исключительно кварцем);  
**б-г** – кавернозный псевдокварцит, пласт ЮС<sub>10</sub>, Грибное месторождение;  
**д, е** – псевдокварцит, пласт ЮВ<sub>10</sub>, Ахтамарское месторождение

Рассматриваемый в настоящей публикации механизм тектоно-гидротермального формирования вторичных коллекторов и углеводородных залежей в известной степени примиряет и объединяет два противоположных лагеря учёных-нефтяников – «органиков» и «неоргаников».

## Гидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири

На связь генерации УВ с гидротермальными флюидами (ГФ) указывают многие исследователи (Н.С. Бескровный, Н.С. Бортников, В.Н. Ермакова, Г.А. Карпов, Г.П. Каюкова, Т.А. Киреева, А.Э. Конторович, А.Д. Коробов, Е.К. Мархинин, В.Н. Меленевский, С.И. Набоко, В.Ф. Пеньков, А.А. Поцелуев, С.М. Судариков, С.Д. Талиев, А.С. Фомичёв, Г.Ю. Шведенков и многие другие) [5–8]. Однако конкретных примеров участия ГФ в формировании вторичных коллекторов и способа или способов заполнения этих коллекторов образовавшимися УВ ими не описываются.

Поэтому в этом разделе рассматриваются «улики» воздействия ГФ на породы юрского возраста, слагающие нижнюю часть осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

По данным многих исследователей, отделяющиеся от магматических

тел высокоэнталийные флюиды имеют низкую минерализацию (1–3 г/л) и ультракислый состав из-за присутствующих в них кислых компонентов (HF, HCl, SO<sub>2</sub> и др.) [4–6, 8–10]. Кроме того, по данным В.И. Бгатов в них в большем или меньшем количестве присутствует кислород, то есть они обладают не только кислыми, но и окисляющими свойствами [10].

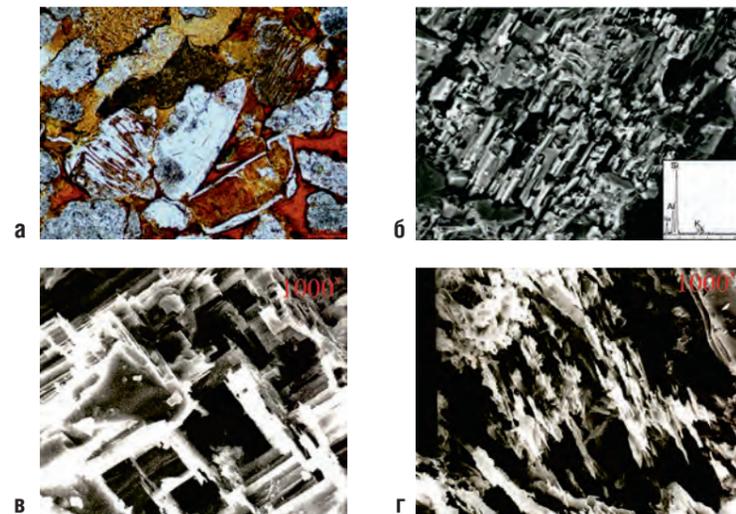
Проникая по трещинам из фундамента в юрские отложения, высокоэнталийные флюиды, отделяющиеся от магматических тел, смешиваются сначала с поровой водой, присутствующей в породах фундамента, а затем и насыщающей юрские отложения пластовой водой, вследствие чего образуются ГФ [2].

Слабоминерализованные кислые, кислородсодержащие ГФ активно взаимодействуют с вмещающими их породами, вызывая их обеление, что особенно хорошо заметно, если исходные юрские породы богаты ОВ, а также интенсивное их окремнение [2, 4]. Последнее их преобразование связано с тем, что в кислых слабо минерализованных ГФ хорошо растворяются практически все минералы, но их растворение носит инконгруэнтный характер, что объясняется крайне низкой растворимостью в таких флюидах кремнезёма. Поэтому он тут же выделяется из них в виде кварца и формируются практически чисто кварцевые породы, которые можно назвать псевдокварцитами [2]. Примерами таких пород могут служить песчано-гравийные

отложения, слагающие пласты ЮК<sub>10-11</sub> Талинского месторождения, а также породы, сложенные одним мелкокристаллическим кварцем, входящие в состав пласта Ю<sub>10</sub> Ахтамарского, Грибного и других месторождений (рис. 1) [2, 11, 12]. В них отмечаются многочисленные каверны и полости, поверхность которых покрыта прекрасно ограниченными кристаллами кварца (рис. 1 б-е). Основная часть пор в микрокварцитах занята темно-бурым, почти чёрным сильно метаморфизованным битумом (см. рис. 1 б, в). Лишь в наиболее крупных пустотах присутствует открытая ёмкость, прокрашивающаяся голубой или красной смолой (см. рис. 1 г и е, соответственно). В рассматриваемых породах, иногда присутствуют углефицированные остатки растительного детрита с сохранившейся клеточной микроструктурой, на которых часто располагаются прекрасно ограниченными кристаллы кварца (см. рис. 1 д). Здесь же встречаются псевдоморфозы пирита по растительным остаткам.

Если юрские отложения представлены достаточно высокопроницаемыми, например, песчаными отложениями, то высокоэнталийные флюиды легко проникают в них, смешиваются с поровыми водами и дают начало ГФ. В этом случае наблюдается интенсивное выщелачивание ими неустойчивых в этих условиях обломков минералов и пород (рис. 2). В первую очередь, растворяются темноцветные

РИС. 2. Фотография прокрашенного красной смолой петрографического шлифа (а) и снимки РЭМ (б-г) выщелоченных гидротермальными растворами обломков различных минералов, входящих в состав юрских отложений



Здесь и на последующих рисунках рядом со снимками РЭМ приводятся элементные спектры объектов, присутствующих на них; а, б – Красноленинское, в, г – Узбекское месторождения (пояснения в тексте)

минералы и плагиоклазы. Причём, в том случае, когда зёрна плагиоклазов имеют неоднородный состав, например, если их внешняя часть обогащена альбитовым миналом, то сохраняется альбитовая оболочка, а центральная, более богатая анортитовым компонентом часть, интенсивно выщелачивается и возникает дополнительная (вторичная) ёмкость, которая прокрашивается смолой (см. рис. 2 а). Если обломки плагиоклазов или щелочных полевых шпатов представляли собой продукты распада твёрдых растворов (одна из которых присутствовала в другой в виде пертитов) на две фазы, например, плагиоклазы – на более основные и более кислые, а щелочные – на калиевую (ортоклаз) и натровую (альбит), то менее устойчивая фаза выщелачивалась, а более устойчивая сохранялась. В результате такого избирательного растворения неустойчивых фаз возникали пористые субпараллельно ориентированные «скелетные» образования, имеющие в случае выщелачивания анортитовой компоненты преимущественно альбитовый состав (рис. 2 б), а если растворялись пертиты, сложенные альбитом, то сохранялась более устойчивая ортоклазовая часть исходных зёрен щелочных полевых шпатов (см. рис. 2 в).

В результате растворения и выщелачивания неустойчивых минералов, например, полевых шпатов, образуется каолинит и вторичная пористость:

Анортит + 2H<sup>+</sup> + H<sub>2</sub>O → каолинит + Ca<sup>2+</sup> + 2.5%V<sub>исх.</sub> (1)

2Альбит (ортоклаз) + 2H<sup>+</sup> + 9H<sub>2</sub>O → каолинит + 2Na<sup>+</sup>(2K<sup>+</sup>) + 4H<sub>4</sub>SiO<sub>4</sub> + 51% или +5%V<sub>исх.</sub> (2)

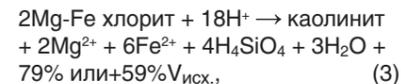
где V<sub>исх.</sub> – объём исходного минерала, подвергнутого гидротермальному растворению. Знак «+» означает возникновение пустотности из-за того, что объём образующейся в результате гидролиза минеральной ассоциации меньше, чем объём исходного минерала. Первое значение пустотности относится к открытой системе (возможен вынос участвующих в реакции компонентов), а второе – к случаю закрытой системы (все компоненты сохраняются в системе «на месте»). Например, если в закрытой системе, растворившийся в ГФ кремнезём (в случае с альбитом или ортоклазом) выделился в этой же поре в виде регенерационного или новообразованного кварца, то тогда вторичная пористость составит всего 5 % (см. уравнение 2).

Из приведённых уравнений следует, что при растворении ГФ полевых шпатов (в открытой системе) максимальная величина

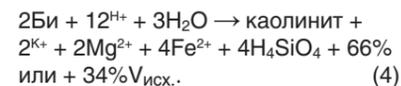
вторичной пористости формируется в случае растворения ими щелочных разновидностей, а при выщелачивании плагиоклазов основного состава образуется много каолинита (диккита), на который расходуется весь кремнезём, входивший в состав анортита, поэтому вторичная пористость составит всего 2.5 % и в открытой и закрытой системах (см. уравнение 1).

Тёмноцветные слюды и хлорит также являются неустойчивыми в этих условиях и интенсивно выщелачиваются, замещаясь, как, правило, каолинитом и/или гидрослюдой (см. рис. 2 г).

Процесс замещения магнезиально-железистых хлоритов каолинитом можно описать следующим упрощённым уравнением:



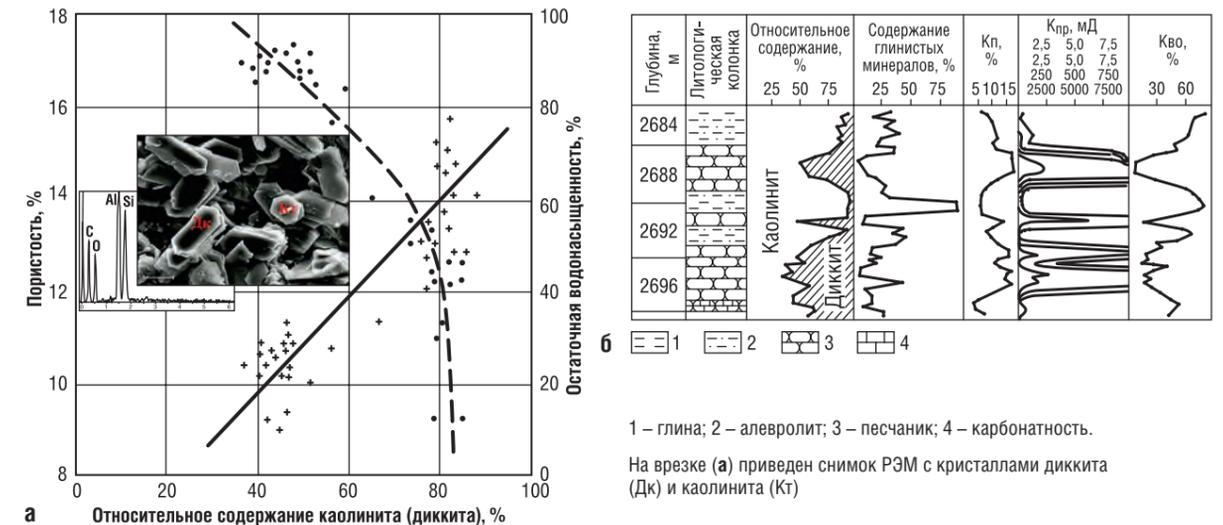
а биотита, таким:



Таким образом, растворение ГФ тёмных слюд и особенно хлоритов приводит к образованию значительной по величине вторичной пористости. При этом их превращение в каолинит значительно снижает концентрацию H<sup>+</sup> в растворе, вследствие чего величина его pH растёт и он становится всё более щелочным.

Рассмотренные выше окремнённые песчано-гравелитовые отложения пласта ЮК<sub>10</sub>, вскрытого скв. 5269 Талинской площади, могут служить примером того, как ГФ, растворяя неустойчивые минералы и образуя вместо них простую кварц-каолинитовую (диккитовую) ассоциацию, влияют на их фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) [12]. На полученной зависимости пористость/(остаточная водонасыщенность)-относительное содержание каолинита (диккита) хорошо видно, что с ростом относительного содержания в составе глинистого цемента каолинита (диккита) наблюдается увеличение пористости и, напротив, уменьшение остаточной водонасыщенности в этих окварцованных ГФ песчано-гравелитовых породах-коллекторах (рис. 3 а). На построенном разрезе по той же скважине более отчётливо видно, что резкое

РИС. 3. Зависимости величин пористости (+) и водоудерживающей способности (-) образцов от относительного содержания каолинита и/или диккита в составе глинистого цемента (а) и литолого-петрофизический разрез по скв. 5269 Талинской площади (б), нижняя юра, пласт ЮК<sub>10</sub> (по [12])



увеличение ФЕС наблюдается именно в тех интервалах, в которых в сумме глинистых минералов преобладающим является диккит (см. рис. 3 б).

Чтобы разобраться, какие минералы в принципе могут быть равновесными по отношению к ГФ, рассмотрим минеральную диаграмму в координатах lg[K<sup>+</sup>]/[H<sup>+</sup>]-lg[H<sub>4</sub>SiO<sub>4</sub>] (рис. 4). Из этой диаграммы следует, что в зависимости от концентраций K<sup>+</sup> и

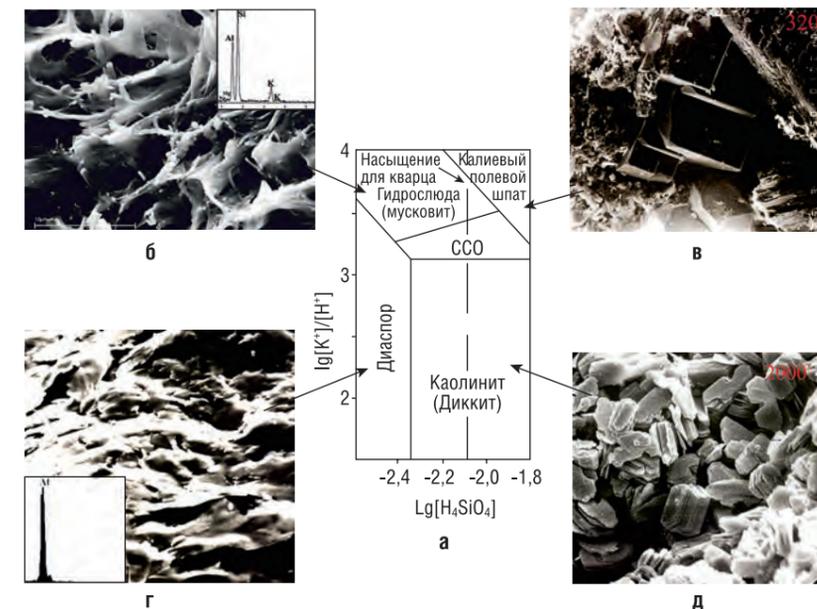
H<sup>+</sup> (pH среды), а также содержания растворённого кремнезёма в ГФ, возможно образование 4-х главных минеральных фаз: гидрослюды, калиевого полевого шпата, диаспора и каолинита, что мы в действительности и наблюдаем в образцах, отобранных из зон, на которые воздействовали ГФ (см. рис. 4). Здесь, однако, следует заметить, что диаспор встречается крайне редко, что свидетельствует о

том, что ГФ обычно содержит достаточное количество растворённого кремнезёма в своём составе. Не часто встречается и калиевый полевой шпат, что говорит о том, что ГФ редко бывают пересыщены кремнезёмом и имеют достаточно высокую концентрацию в своём составе K<sup>+</sup> и/или низкое содержание H<sup>+</sup> (то есть щелочную среду). Чаще всего в качестве вторичных минералов всё же встречаются диккит, затем каолинит, которые образуются первыми, а позднее, по мере ощелачивания ГФ, появляется и гидрослюда. Калиевый полевой шпат образуется самым последним в щелочной среде, пересыщенной растворённой кремнекислотой (см. рис. 4 в).

По мере охлаждения и ощелачивания ГФ из него кристаллизуется гидротермальный альбит, который встречается гораздо чаще, чем калиевый полевой шпат, что объясняется двумя главными обстоятельствами: во-первых, более высокой концентрацией катиона Na<sup>+</sup> в ГФ, а во-вторых, более широким полем устойчивого состояния альбита по сравнению с калиевым полевым шпатом за счёт исчезновения поля стабильности гидропаргонита – натрового аналога гидрослюды (рис. 5 а, б).

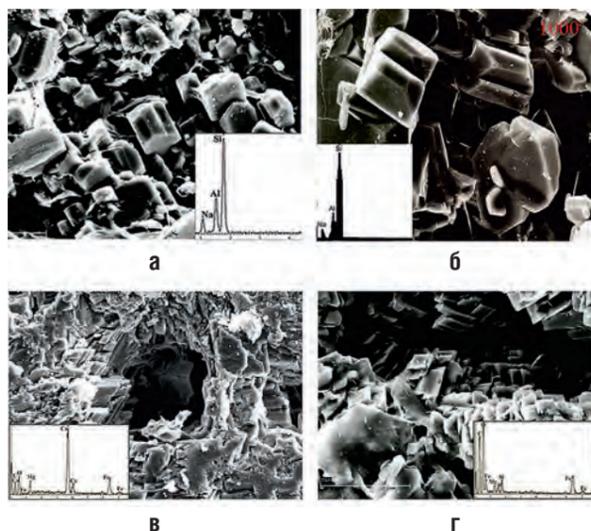
Накапливающиеся в ГФ вследствие растворения неустойчивых минералов «карбофильные» катионы (Ca, Mg, Fe) в нейтральных и слабо щелочных

РИС. 4. Фазовая диаграмма минералов в системе K<sub>2</sub>O-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-SiO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O при 250°C и 100 МПа (а) и снимки РЭМ минералов гидротермального происхождения, присутствующих на ней (б-д)



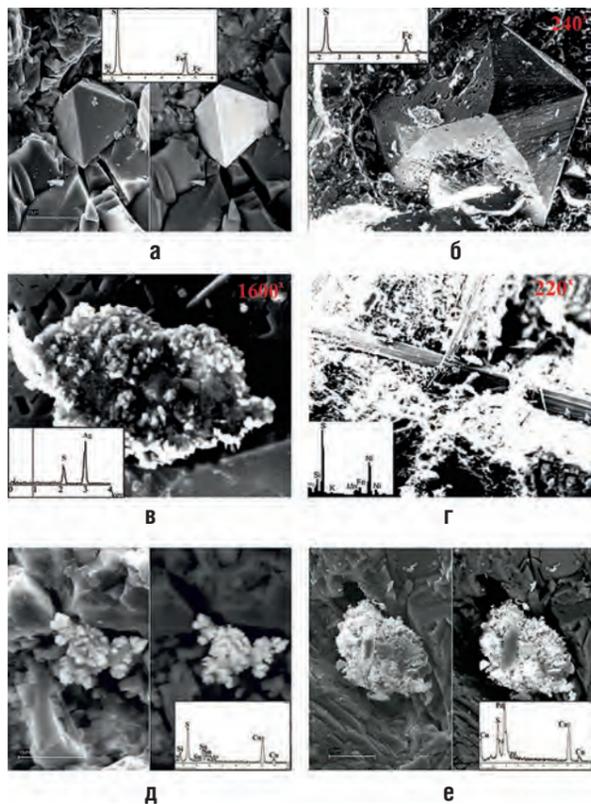
б, г, д – Красноленинское, в – Славинское месторождения (по [5])

РИС. 5. Снимки РЭМ эпигенетических (гидротермальных) альбита (а, б), магнезиально-железистого кальцита (в) и сидерита (г), встреченных в поровом пространстве среднеюрских отложений



а, в, г – Красноленинское, б – Ахтамарское месторождения

РИС. 7. Снимки РЭМ и элементные спектры присутствующих на них сульфидов гидротермального происхождения (верхне- и среднеюрские отложения)



а – октаэдрические кристаллы пирита, Южно-Парусовая площадь, J<sub>2</sub>; б – сросток кристаллов пирита, Узбекское месторождение, J<sub>3</sub>; в – мелкозернистый агрегат акантита (Ag<sub>2</sub>S), J<sub>3</sub>; г – тонкие длинные кристаллы миллерита (NiS), Северо-Даниловское месторождение, J<sub>3</sub>; д – мелкокристаллический агрегат сульфида меди и олова, Ямбургская площадь, J<sub>2</sub>; е – мелкозернистый агрегат сульфида меди и палладия, Южно-Парусовая площадь, J<sub>2</sub>. На снимках а, д и е левая часть получена в обычном, а правая – в режиме КОМПО

РИС. 6. Снимки РЭМ (а, б) и фотографии петрографических шлифов (в, г) «сноповидных» зёрен сидерита, снятые без (вверху) и с (внизу) анализатором, Узбекское месторождение, верхняя юра

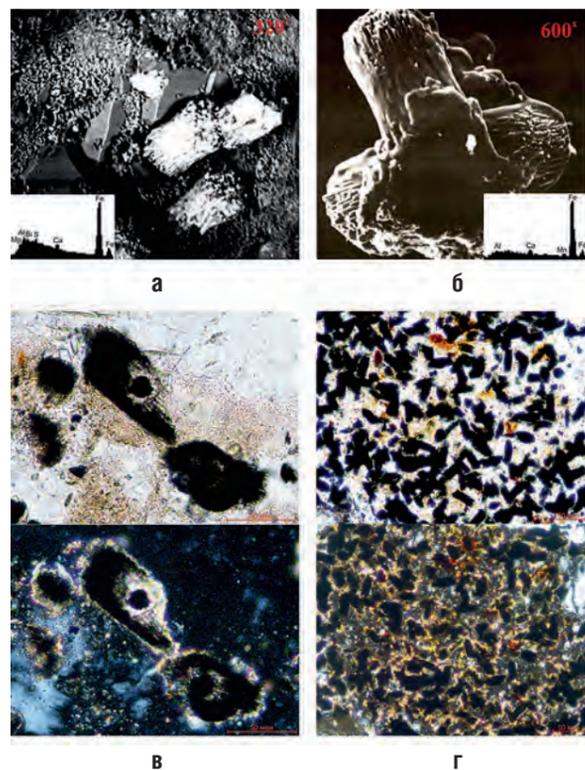
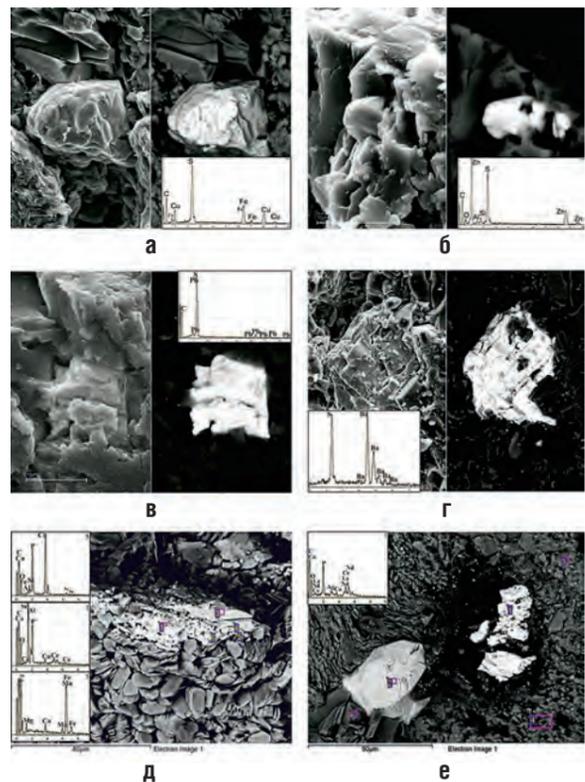


РИС. 8. Снимки РЭМ сульфидов (а-е), сульфатов (г) и фосфатов (д, е), встреченных в ниже- и среднеюрских отложениях Красноленинского месторождения



а – халькопирит; б – сфалерит; в – галенит; г – барит; д – апатит (с гойяцитом и сидеритом); е – монацит в метаморфизованном битуме

условиях в присутствии карбонат-аниона образуют карбонатные минералы. Причём, поскольку катионы Ca<sup>2+</sup> и Fe<sup>2+</sup> являются обычно преобладающими, то из ГФ кристаллизуются чаще всего кальцит и сидерит с большей или меньшей примесью других «карбофильных» элементов в их составе в виде твёрдых растворов (см. рис. 5 в, г).

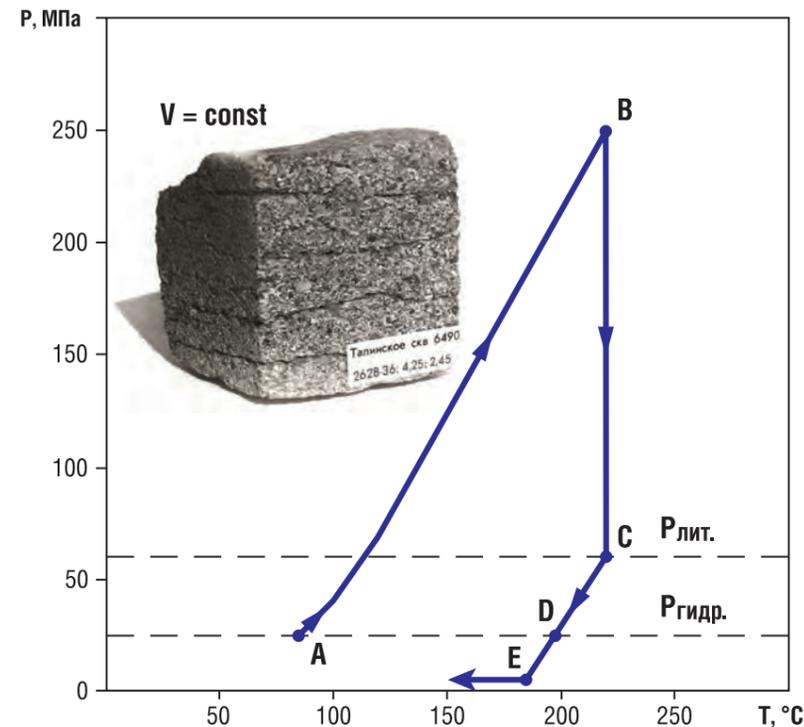
Особого внимания заслуживает сидерит, обнаруженный в составе верхнеюрских отложений Узбекского месторождения. Он представляет собой необычной формы «сноповидные» агрегаты, часто покрытые плёнкой битумов (рис. 6 а, б). В петрографических шлифах хорошо видно, что внутри них также присутствуют битумы, причём часто в форме мелких круглых капелек диаметром около 10–15 мкм, что позволяет допустить, что в ГФ, из которого образовались описываемые сноповидные агрегаты сидерита, нефти присутствовали в виде эмульсии, капельки которой послужили центрами кристаллизации для этих необычных агрегатов сидерита (рис. 6 в, г).

По мере охлаждения ГФ, из него выделяются многочисленные разновидности сульфидов, среди которых преобладающим является пирит, гидротермальные разновидности которого кристаллизуются обычно в форме октаэдров и более сложных агрегатов (рис. 7 а, б). Встречаются и более редкие разновидности сульфидов, такие как акантит (Ag<sub>2</sub>S), ваэсит (NiS<sub>2</sub>), ковеллин (CuS), очень редкий сульфид палладия и меди (рис. 7 в, г, д и е, соответственно). Обнаруживаются и другие, более обычные сульфиды, например, халькопирит, сфалерит и галенит (рис. 8 а, б, в, соответственно).

Из гидротермальных сульфатов наиболее обычным является барит (рис. 8 г). Фосфаты представлены апатитом, гойяцитом (SrAl<sub>3</sub>(PO<sub>4</sub>)(OH)<sub>6</sub>) и монацитом, причём последний, часто ассоциирует с титобитумами (рис. 8 д, е).

Высокоэнталийные флюиды, внедряясь в юрские породы-коллекторы, вызывают резкий нагрев насыщающей их поры воды, что приводит к массивным гидроразрывам

РИС. 9. P-T диаграмма, описывающая поведения поровой воды при ее нагреве глубинным высокоэнталийным флюидом и последующего её охлаждения (по [2])



На врезке приведена фотография высокопроницаемого образца грубозернистого песчаника, отобранного из базальных отложений (ЮК10) Талинской площади; (пояснения в тексте)

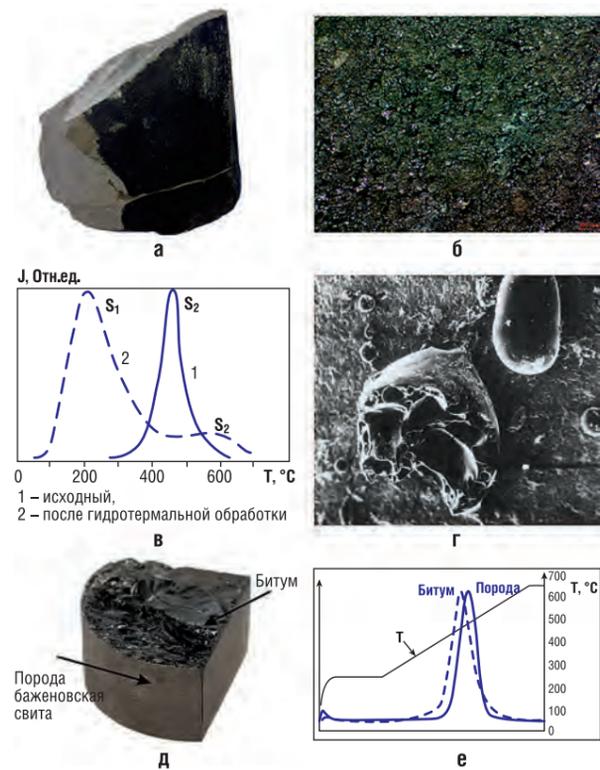
этих пород – возникают многочисленные трещины, причём часто ориентированные субгоризонтально, поскольку именно в этом направлении в гранулярных коллекторах проницаемость является максимальной (рис. 9, фото образца керна).

Проследим характер изменения порового давления в таком пласте на примере песчаников пласта ЮК<sub>10</sub> Талинской площади, условно приняв изохорические условия (V = const) и воспользовавшись данными из справочника С.П. Кларка [13]. По мере прогрева поровых вод внедряющимся в них высокоэнталийным флюидом, их температура и давление начинают быстро расти от гидростатического (рис. 9, точка А) к литостатическому, а затем ещё выше. Поскольку горные породы обладают невысокой прочностью на разрыв, то примем, что когда давление поровых флюидов достигнет примерно 250 МПа (то есть в 5 раз превысит литостатическое) они будут разрушены (произойдет гидроразрыв или флюидоразрыв, рис. 9 точка В). Избыточные

флюиды уйдут по возникшим трещинам в ближайший коллектор или по этому же коллектору в более удаленные его участки, и избыточное давление упадет до литостатического (рис. 9 точка С).

Следует отметить, что оценочная величина температуры, при которой произойдет гидроразрыв коллектора в принятых нами изохорических условиях, не так уж велика – всего около 220–230°C (см. рис. 9 точка В). В процессе начавшегося охлаждения порового флюида давление начинает быстро падать, сначала до гидростатического (при температуре около 195°C, точка D), а затем при температуре около 180°C флюид «вскипит» и произойдет его разделение на парообразную и жидкую фазы, точка E). Поровое давление в этот момент составит всего около 5 МПа. Иными словами, вследствие остывания порового флюида, произойдет формирование в этом участке пласта мощной депрессионной зоны, в которую будут «засасываться» флюиды из окружающих эту зону отложений, причём, как в латеральном, так и вертикальном направлении

РИС. 10. Фотографии образцов (а, д) и поверхности трещины, покрытой тонкой плёнкой метаморфизованного битума (б), а также снимок РЭМ поверхности углистого аргиллита (г) и пирограммы (в, е)



а – фотография поверхности трещины в кремнистом аргиллите, покрытая плёнкой метаморфизованного битума; б – её увеличенный фрагмент, нижняя юра Северо-Варьёганское месторождение; в – пирограммы образца из баженовской свиты до и после гидротермальной обработки (по [7]); г – капли битумов, образовавшиеся в результате гидротермальной обработки углистого аргиллита, средняя юра (по [11]); д – образец баженовской свиты с метаморфизованным битумом на его поверхности; е – пирограммы этого образца и битума (по В.Н. Меленевскому)

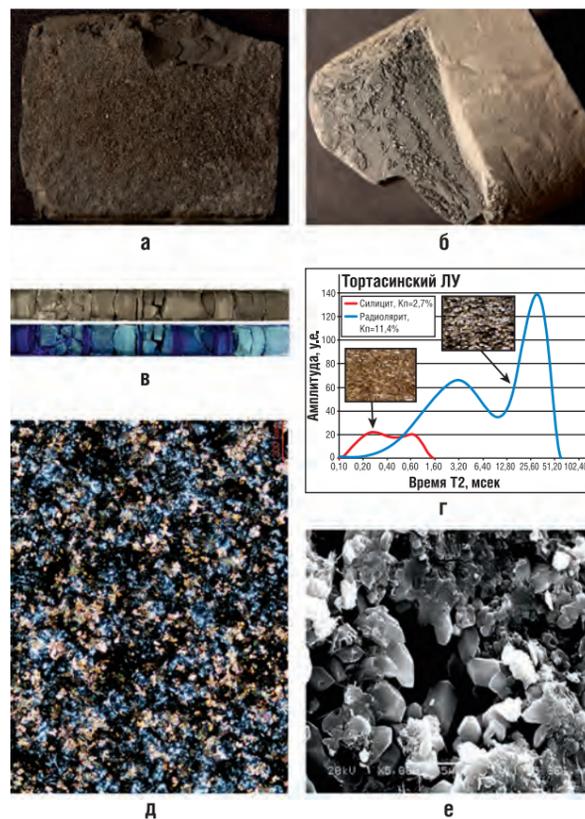
по сформировавшейся вследствие флюидоразрыва и тектонического дробления системе многочисленных трещин. После разделения первоначально гомогенного водо-нефтяного флюида (скорее всего через прохождение фазы образования водо-нефтяной эмульсии) на нефть и воду, формируется углеводородная залежь [2].

Предложенная гипотеза подтверждается фактическими данными. Действительно, в начале разработки пластов ЮК10-11 Талинской площади отмечалось пониженное пластовое давление, которое было меньше гидростатического на 8–9 МПа [11]. Причём в направлении к оси депрессионной зоны наблюдалось и погружение ВНК на 20–30 м по сравнению с его уровнем на участках с нормальным гидростатическим давлением [11].

### Воздействие гидротермальных флюидов на органическое вещество юрских отложений

ГФ, проникающие в юрские породы, активно взаимодействуют не только с их минеральной частью, в чём мы убедились выше, но и с присутствующим в их составе ОВ. В результате этого взаимодействия происходит природный пиролиз ОВ, из которого образуются разнообразные нафтиды. Наряду с лёгкими газообразными и жидкими УВ генерируются «остаточные» битумы, которые под действием высоких температур ГФ метаморфизуются, приобретая вязкую и даже твёрдую консистенцию, покрывая тонкими плёнками поверхности трещин, сформировавшихся вследствие тектонических напряжений и флюидоразрыва пород (рис. 10 а, б).

РИС. 11. Фотографии полноразмерных образцов баженовской свиты кремнистого состава (а-в), спектры ЯМР силицита и радиолярита (г), фотография петрографического шлифа кремнисто-карбонатного радиолярита, снятая с анализатором (д), снимок РЭМ гидротермального кварцита (е); Маслиховское (а, б), Тортасинское (в, г), Приобское (д) и Верхне-Салымское (е) месторождения



а – фотография полноразмерных образцов баженовской свиты кремнистого состава (а-в), спектры ЯМР силицита и радиолярита (г), фотография петрографического шлифа кремнисто-карбонатного радиолярита, снятая с анализатором (д), снимок РЭМ гидротермального кварцита (е); Маслиховское (а, б), Тортасинское (в, г), Приобское (д) и Верхне-Салымское (е) месторождения

Действительно, эксперименты, поставленные коллективом авторов под руководством А.Э. Которовича по гидротермальной обработке образца, отобранного из баженовской свиты, подтверждает сказанное выше [7]. Образец, на пирограмме которого первоначально отсутствовал пик S1, характеризующий содержание подвижных нефтеподобных УВ, и значительный по величине пик S2, характеризующий его остаточный нефтегенерационный потенциал, после проведения на нём гидротермальной обработки при 350°C, продемонстрировал появление значительного по величине пика S1 и резкое уменьшение амплитуды пика S2, а также смещение его положения в более высокотемпературную область (рис. 10 в).

Эксперименты, проведённые в гидротермальных условиях при

360°C с углистыми аргиллитами, также продемонстрировали после завершения опытов появление на их поверхности микрокапель битумов, часть из которых оказалась «взорванными» выделявшимися из них УВ газами (рис. 10 г) [14].

В битуминозных аргиллитах баженовской свиты также в участках, подвергшихся интенсивному гидротермальному воздействию, наблюдаются субгоризонтальные трещины флюидоразрыва, заполненные твёрдыми сильно метаморфизованными битумами, в которых, в отличие от исходных отложений баженовской свиты, полностью отсутствуют подвижные нефтеподобные УВ, что подтверждается отсутствием пика S1 на их пирограммах (рис. 10 д, е).

### Формирование вторичных коллекторов и УВ залежей в верхнеюрском бажено-абалакском комплексе под действием тектоно-гидротермальных процессов

Бажено-абалакский комплекс (БАК) Западной Сибири выделяется среди песчано-алевритовых отложений тем, что в нём до тектоно-гидротермального воздействия на него почти полностью отсутствовали породы-коллекторы и, как следствие, в нём до этого момента не было УВ залежей.

Существует большое количество различных точек зрения относительно механизма формирования в обсуждаемом комплексе УВ залежей, включая самые фантастические. Однако в настоящей публикации мы не станем их рассматривать, отсылая читателей к первоисточникам. Рассмотрим лишь факты, на основе которых предложим свою гипотезу образования в бажено-абалакском комплексе вторичных коллекторов тектоно-гидротермального происхождения, содержащих нефтяные залежи [1].

В настоящее время прямые признаки присутствия УВ в отложениях БАК установлены лишь в двух главных литологических типах пород – кремнистых и карбонатных, а также в переходных между ними (кремнисто-карбонатных) типах, которые

нами были названы потенциально продуктивными или сокращенно – ППП [1].

В кремнистых разновидностях (силицитах) на поверхностях трещин отмечается присутствие сильно метаморфизованных практически чёрных битумов (рис. 11 а, б). Причём силициты можно подразделить на два класса. Во-первых, собственно сами трещиноватые силициты, в которых эффективной ёмкостью являются только вторичные трещины, которые, как мы увидим ниже, имеют тектоно-гидротермальное происхождение. Во-вторых, радиоляриты, в которых помимо трещинного, имеются и псевдогранулярные разновидности коллектора (рис. 11 в, г). Псевдогранулярным типом коллектор в радиоляритах назван потому, что раковинки радиолярий имеют размеры в среднем такие же, как крупнозернистые алевриты и между ними сохраняется часть первичной пористости (до 10–12%), в которой и находятся УВ (см. рис. 11 г).

Заметно большей пористостью обладают вторичные коллекторы,

которые образуются за счёт гидротермальной проработки кислыми гидротермами радиоляритов, частично замещенных карбонатами (рис. 11 д). Вторичная пористость возникает вследствие растворения карбонатов гидротермами. По мере нейтрализации и ощелачивания ГФ в них растёт концентрация легко растворимого биогенного кремнезёма, который затем при охлаждении ГФ выделяется из них в виде многочисленных прекрасно огранённых мелких кристаллов кварца, представляя собою по существу рассмотренные выше «псевдокварциты» (рис. 11 е).

Гораздо более высокоёмкие вторичные коллекторы в результате тектоно-гидротермального воздействия формируются за счёт карбонатных литологических типов пород, входящих в состав БАК, но всё же основная часть которых встречается в отложениях именно абалакской свиты [1]. Образующиеся коллекторы относятся к трещинно-каверновому типу (рис. 12). За счёт возникающих в них трещин и растворения карбонатной матрицы кислыми

РИС. 12. Фотографии полноразмерных трещиновато-кавернозных образцов карбонатного состава, снятые в белом (а, в, д) и ультрафиолетовом (б, г, е) свете, отобранных из БАК следующих месторождений: а, б – Усть-Балыкское; в-г – Салымское; д, е – Северо-Контитлорское

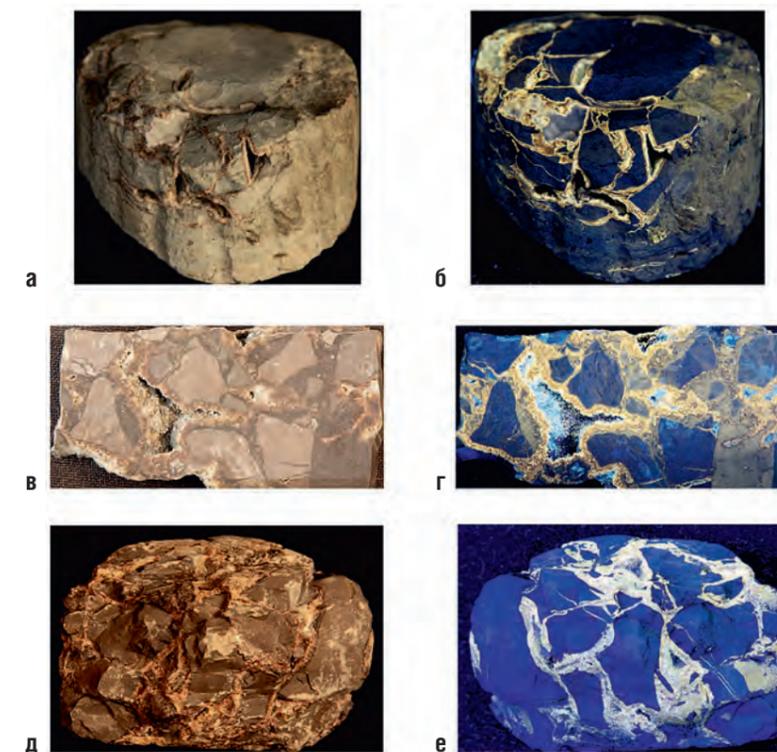
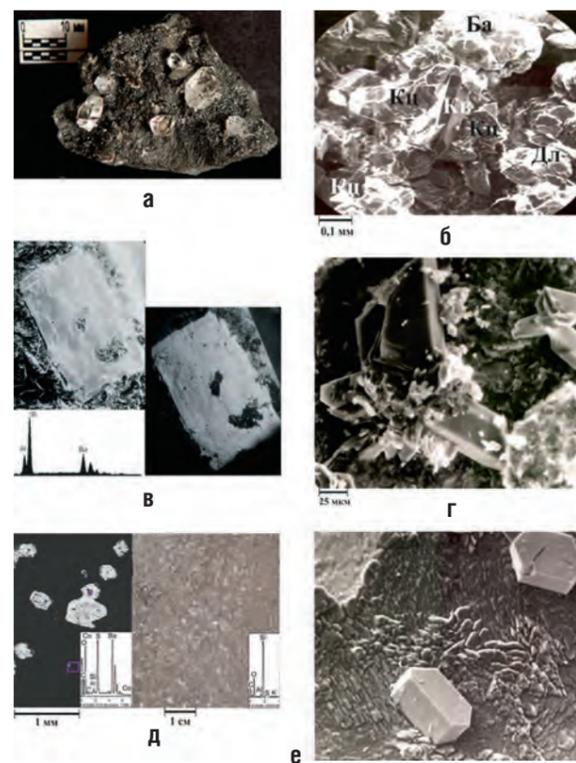


РИС. 13. Фотографии поверхностей трещин и каверн в карбонатных образцах из БАК, на которых присутствуют эпигенетические минералы гидротермального происхождения



а – кристаллы кварца и тонкие плёнки чёрного метаморфизованного битума; б – кристаллы кварца, барита и доломита; в – кристалл гармотома (бариевый цеолит); г – микродрюза ангидрита; д – многочисленные оптически ориентированные кристаллы барита на кремнистой «подложке»; е – кристаллы апатита; а, б, г – Ем-Егловская, д, е – Пальняновская площади; в – Маслиховское месторождение

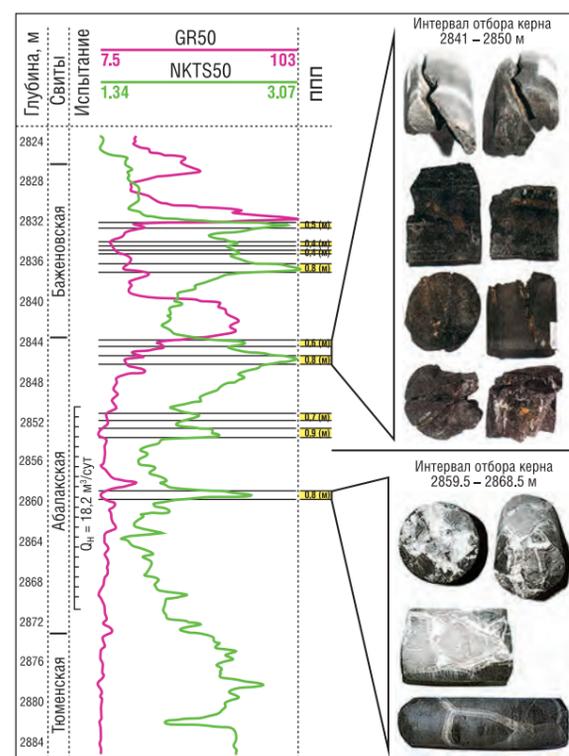
ГФ ёмкость этого типа пород-коллекторов может достигать 10–15% и более.

На поверхности трещин и каверн отмечаются разнообразные эпигенетические минералы гидротермального происхождения, которые часто соседствуют с плёнками метаморфизованного битума. Чаще всего эти минералы представлены мелкокристаллическим «щётковидным» кварцем первой (высокотемпературной) генерации и прекрасно огранёнными крупными кристаллами кварца более поздней (среднетемпературной) генерации (рис. 13 а). Встречаются гидротермальные минеральные ассоциации, представленные баритом, удлинёнными кристаллами кварца, доломитом и кальцитом (рис. 13 б). Иногда присутствует довольно редкий бариевый цеолит (гармотом), более часто – ангидрит в виде микродруз (рис. 13 в, г, соответственно). Иногда на поверхности трещин образуются

мелкие оптически ориентированные кристаллы барита (рис. 13 д). Наконец, прекрасно огранённые кристаллы гидротермального апатита на доломитовой «подложке» (рис. 13 е). Таким образом, для выделения участков, в пределах которых возможно нахождение вторичных коллекторов с залежами УВ в БАК, необходимо решить две задачи. Во-первых, определить суммарную мощность ППП, а также площадь, в пределах которой они распространены и, во-вторых, спрогнозировать участки, где произошло их дробление, и сформировался вторичный трещинно-каверновый коллектор.

Решение первой задачи не составляет большого труда. ППП легко выделяются по «плотностным» методам ГИС, так как это достаточно плотные с низким содержанием ОВ и глинистых минералов породы (рис. 14).

РИС. 14. Пример выделения потенциально продуктивных пластов (ППП) в составе БАК по данным ГИС, Назымская площадь, скв. 3000Р (по [9])



Гораздо сложнее выделить участки, в пределах которых произошло тектоническое дробление и гидротермальная проработка ППП, приведшие к формированию в БАК вторичных коллекторов и УВ залежей.

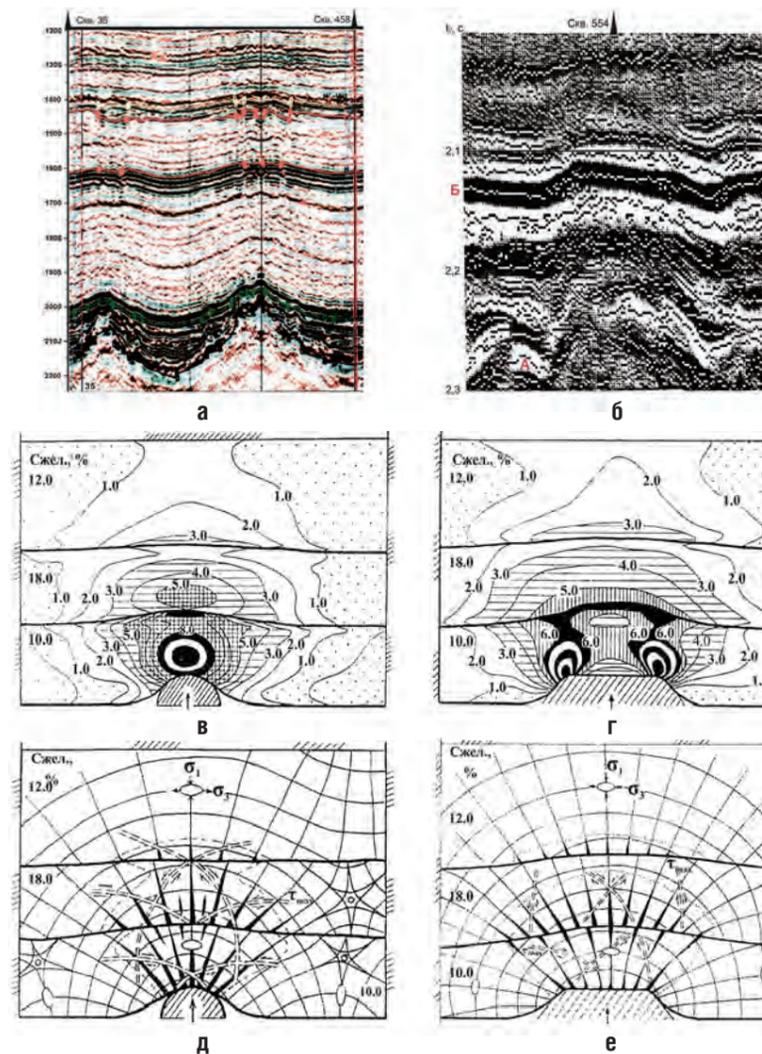
Для решения этой задачи разработана оригинальная методика прогноза зон дробления и разуплотнения тектонического происхождения, которая может использоваться для прогноза вторичных коллекторов не только в БАК, но и в любых других юрских отложениях. Суть этой методики заключается в выделении по данным сейсморазведки главных структурных элементов в пределах интересующей площади, представленных разнообразными поднятиями, например, симметричными антиклиналями или трапециевидными блоками (рис. 15 а, б). Затем, соблюдая принципы геометрического подобия, имитируется процесс роста этих поднятий, для чего используется метод тектонофизического моделирования, причём две его разновидности – оптико-поляризационный и тектоно-седиментационный [3].

Первая разновидность тектонофизического моделирования применяется с целью изучения распределения напряжений и прогноза тектонической трещиноватости в осадках, возникающих в результате роста поднятия той или иной формы (рис. 15 в–е). Для этого используются модели, изготовленные из оптически активного материала (в нашем случае использовался желатин с различной плотностью), в основание которых был вмонтирован подвижный штамп заданной формы. Вследствие «роста» поднятия в желатиновой модели возникают напряжения, уровню которых соответствуют изохромные различия порядков. Чем выше напряжения, тем значительнее напряжения, существующие в этом участке, тем выше вероятность возникновения в этих участках трещин (рис. 15 в, г).

Чтобы определить наиболее вероятную ориентацию трещин, которые могут возникнуть в участках с повышенными значениями напряжений, используются направления изоклин присутствующих в оптико-поляризационных моделях (как они выглядят на оптических моделях, будет продемонстрировано позже при рассмотрении принципа действия тектонического «насоса»).

На приведённых рисунках хорошо видны различия в распределении напряжений и зон тектонической трещиноватости, возникающих в случае «роста» симметричного антиклинального и трапециевидного поднятий (см. рис. 15 в–е). Если в первой модели (симметричное поднятие) первый участок максимальных концентраций напряжений (зона сжатия) формируется непосредственно над вершиной этого поднятия, а второй на некотором удалении от него (зона разуплотнения) (см. рис. 15 в). То во второй (трапециевидное поднятие) участки с максимальными напряжениями (зоны сжатия) возникли над его крыльями, а в непосредственной близости от его плоской поверхности расположился участок с низкими значениями напряжений (см. рис. 15 г). Второй участок повышенных напряжений (зона растяжения) в этой модели возникла также на некотором удалении от её вершины, причём она имеет гораздо большую латеральную протяжённость, чем

РИС. 15. Фрагменты сейсмодновременных разрезов (а, б) и результаты интерпретации оптико-поляризационных моделей, построенных на их основе (в–е)

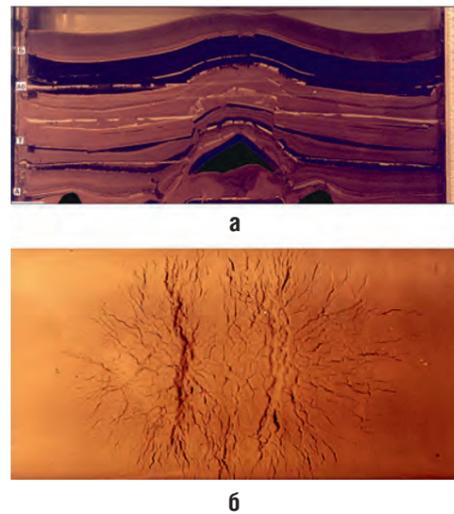


Цифрами у края рисунков в-е обозначена плотность желатиновых слоёв (в %); цифры на изолиниях означают порядок изохром, соответствующий уровням касательных напряжений в модели; тонкими сплошными линиями показана ориентация нормальных напряжений ( $\sigma$ ), двойными пунктирными – касательных ( $\tau$ ); маленькими стрелками – направления нормальных и касательных напряжений, большой стрелкой – направление движения штампа; маленькие кружки – изотропные точки

таковая, возникшая над первой моделью (см. рис. 15 в, г). Трещины прогнозируются в участках с максимальными значениями уровней напряжений, а их ориентация – в соответствии с направлением изоклин. В обоих рассмотренных моделях прогнозируемые трещины ориентированы субвертикально по отношению к вершинам поднятий, а по направлению к их крыльям и вниз по ним к основанию поднятия, они начинают наклоняться и принимать всё более пологое положение (см. рис. 15 д, е). На приведённом выше сейсмопрофиле с симметричными

поднятиями отмечаются хорошо выраженные зоны просадки осадков и соответствующих им отражений, выделенных вертикальными штрихами красного цвета (см. рис. 15 а). Это та самая зона разуплотнения или растяжения, которая прогнозировалась над вершиной поднятия по результатам оптического моделирования (см. рис. 15 в). Механизм формирования этой зоны разуплотнения, растяжения или просадки демонстрируется на примере второго типа моделирования (тектоно-седиментационного). На седиментационной

РИС. 16. Тектоно-седиментационная модель, демонстрирующая механизм формирования зоны разуплотнения (просадки), наблюдаемых на сейсмопрофилях над вершинами симметричных поднятий (а) и зона разуплотнения, вышедшая на поверхность этой модели (б)

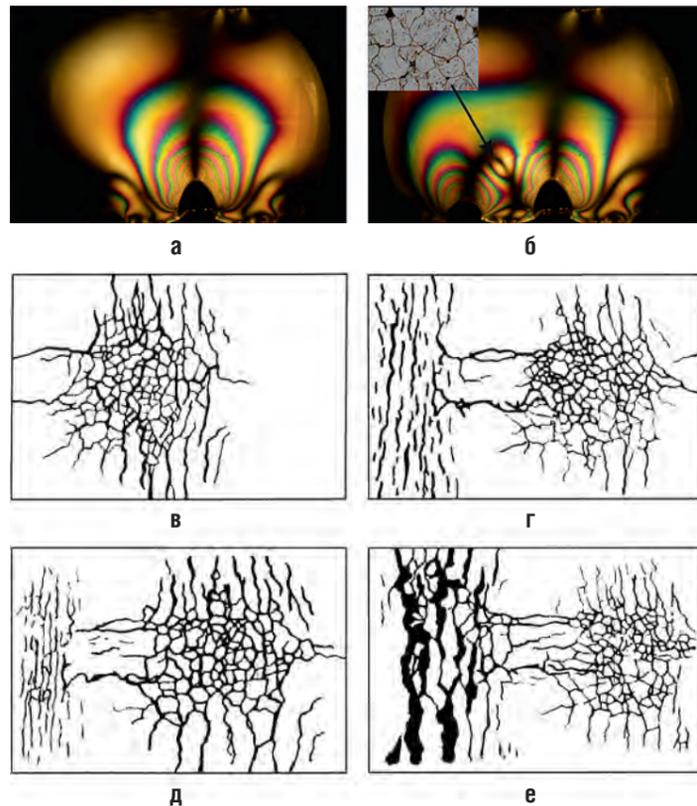


модели, сложенной осадками, представленными глинами, алевритами и песком, хорошо видна обсуждаемая зона просадки, сформировавшаяся вследствие роста симметричного антиклинального блока, на некотором удалении от его вершины (рис. 16 а). Механизм формирования этой зоны просадки или разуплотнения достаточно прост. Она возникает вследствие смещения осадков крыльями поднятия в стороны в субгоризонтальном направлении вследствие его роста [3]. Если растущее поднятие имеет достаточно большую амплитуду, то рассматриваемая зона разуплотнения может выйти на поверхность модели, а в реальных условиях – на земную поверхность, и в зависимости от его морфологии сформировать на ней грабенвидный провал той или иной формы, окруженный серией многочисленных трещинных дислокаций (рис. 16 б).

**Принцип работы тектонического «насоса»**

Выше мы рассмотрели характер распределения напряжений и возможность образования трещинных дислокаций на примере отдельных поднятий различной формы. А если рядом располагаются два поднятия, которые в процессе роста взаимодействуют друг с другом,

РИС. 17. Фотоизохроматические картины распределения касательных напряжений в многослойной разноплотностной модели при последовательном росте двух антиклинальных блоков (а, б) и распределение трещин на поверхности седиментационной модели, сформировавшихся вследствие попеременного роста двух соседних поднятий (в–е), по [6]; на врезке рисунка б (слева вверху) приведена фотография кварцитовидного песчаника (J<sub>2</sub>, Восточно-Пальяновская площадь), отобранного из зоны сжатия, соответствующей изотропной точке (показана стрелкой)



то, что может наблюдаться в этом случае? Рассмотрим такую ситуацию.

В случае роста одного симметричного поднятия, вокруг него в окружающей среде сформируется зона напряжений, отображаемая соответствующей изохроматической картиной (рис. 17 а). Расшифровка именно этой изохроматической картины была приведена ранее на рис. 15 в, д. На этой же фотографии присутствует изоклина, указывающая направление прогнозируемых трещин, представляющая собой тёмно серую линию, находящуюся непосредственно над вершиной антиклинального блока и ориентированную вертикально (рис. 17 а).

В седиментационной модели в результате роста такого же поднятия, на её поверхности сформировалась изометричная система трещин (рис. 17 в).

В результате вздымания рядом с ним второго (соседнего) поднятия

картина распределения напряжений в оптической модели изменилась. Зона повышенных напряжений, сформировавшаяся ранее вокруг первого поднятия, с левой от него стороны (где появилось второе поднятие) уменьшилась, а над новым поднятием, наоборот, увеличилась в своих размерах (рис. 17 б).

В седиментационной модели над вершиной второго поднятия на её поверхности появилась своя система трещин, но в отличие от предыдущей (изометричной), возникшей над первым поднятием, вторая имеет явно субпараллельную ориентировку (рис. 17 г). Эти отличия в ориентации первой и второй зон трещиноватости объясняется следующим образом. Первое поднятие росло в изотропной среде, в которой отсутствовали какие либо неоднородности в распределении напряжений в осадках. Более позднее второе поднятие поднималось в среде с уже созданным первым

поднятием боковым напряжением, поэтому трещины, возникшие над вторым антиклинальным блоком, ориентировались в соответствии со сформированным первым поднятием полем напряжений. Следует также отметить, что наряду с первой многочисленной субпараллельно ориентированной системой трещин, после роста второго поднятия образовалась и ещё одна гораздо менее многочисленная группа трещин, ориентированных перпендикулярно по отношению к первой, соединившей обе зоны трещиноватости, возникшие над первым и вторым поднятиями (рис. 17 г).

Рост второго поднятия вызвал существенное уменьшение величины раскрытости трещин, возникших ранее над первым поднятием, то есть существенное уменьшение трещинной «пористости» в этой зоне разуплотнения. Следовательно, флюиды, находившиеся в зоне трещиноватости (разуплотнения) над первым поднятием до момента роста второго поднятия, по субперпендикулярной системе трещин были отжаты в новую, сформировавшуюся над вторым поднятием «молодую» трещиноватую зону разуплотнения (см. рис. 17 г).

Если же вновь возобновляется рост первого поднятия, то субпараллельная зона трещиноватости, сформировавшаяся ранее над вторым поднятием, сжимается, а заполнявшие её до этого момента флюиды, вновь по субперпендикулярной системе трещин, соединяющих эти две зоны друг с другом, перетекают в подновлённую зону трещиноватости над первым поднятием (рис. 17 д).

При последующем подъёме второго поднятия всё повторится. Система трещин, возникающая над первым поднятием, окажется сжатой давлением, распространяющимся от возобновившего свой рост второго поднятия, а флюиды, присутствовавшие до этого времени в пустотном пространстве трещин, слагающих зону разуплотнения, расположенную над первым поднятием, вновь по той же субперпендикулярной системе трещин перетекут в обновлённую, увеличившую свою раскрытость и трещинную «пористость» систему

трещин, присутствующую над вторым поднятием (рис. 17 е). В этом и заключается принцип работы тектонического «насоса».

Таким образом, в том случае, когда в осадках присутствуют рядом расположенные, взаимодействующие друг с другом поднятия, они способны по возникшей над ними системе трещин «перекачивать» флюиды из одной зоны разуплотнения, образовавшейся над более старым поднятием в новую зону растяжения, сформировавшуюся над более молодым поднятием.

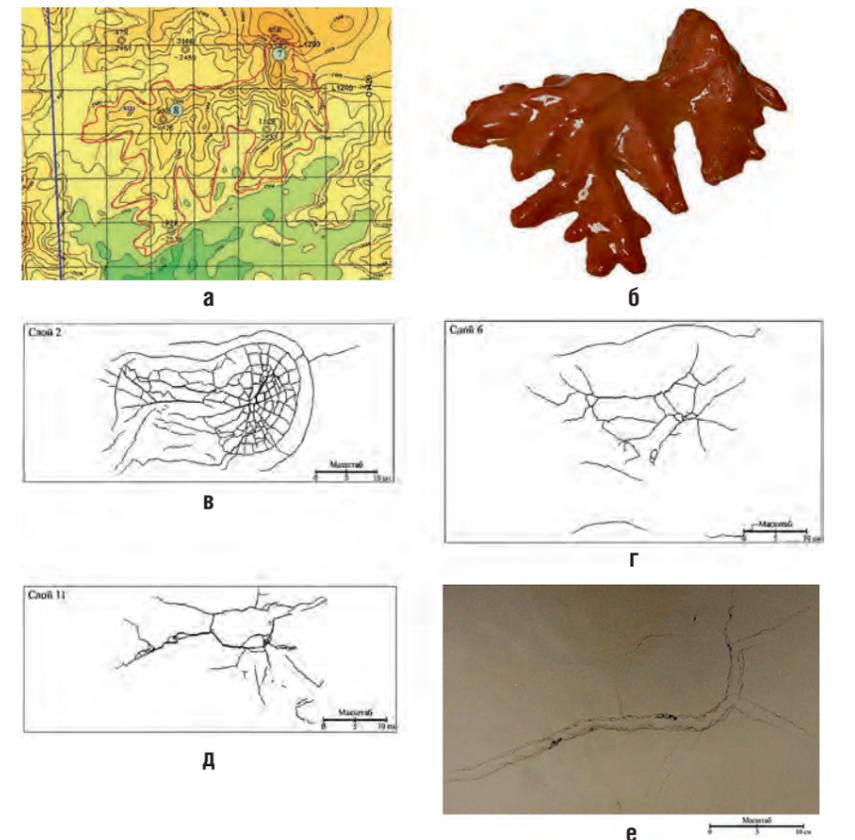
Поэтому если в природной ситуации по данным сейсморазведки установлены близко расположенные поднятия, то следует провести палеотектонический анализ и установить, какое из поднятий имеет более молодой возраст. При прочих равных условиях, более перспективными будут продуктивные отложения, расположенные над самым молодым поднятием [3].

Рост второго поднятия не только изменяет характер распределения напряжений в осадках, созданный до этого первым поднятием, но и вызывает формирование зоны всестороннего (в рассматриваемой двумерной модели) сжатия, внутри которой присутствует изотропная точка, в которой нормальные напряжения одинаковы во всех направлениях, а тангенциальные равны нулю [3]. Эта точка на оптической модели расположена между двумя антиклинальными блоками немного выше них, а зона всестороннего сжатия в оптико-поляризационной модели имеет характерный слабо желтоватый цвет (рис. 17 б).

В природных условиях, скважина, попадающая в такую зону, вскрывает сильно уплотнённые песчаники, имеющие пористость порядка 4-6 %, (см. вставку в левом верхнем углу фотографии оптической модели на рис. 17 б).

Таким образом, тектонофизическое моделирование позволяет

РИС. 18. Фрагмент структурной карты Каменного месторождения по кровле доюрского комплекса (а), фотография трёхмерного антиклинального поднятия, построенного на её основе (б); в, г, д – результаты препарации 2-го, 6-го и 11-го компетентных слоёв, входивших в состав трёхмерной седиментационной модели с распределением в них трещин, возникших вследствие роста антиклинальной структуры; е – фотография поверхности трёхмерной модели с вышедшей на её поверхность зоной разуплотнения (просадки), по [1]



прогнозировать не только трещиноватые зоны разуплотнения, обладающие повышенными ФЕС, но и зоны всестороннего сжатия, внутри которых происходит интенсивное уплотнение осадков и резкое ухудшение их коллекторских свойств.

### Трёхмерное тектоно-седиментационное моделирование

Рассмотренные выше тектонофизические модели являются по сути двумерными и позволяют имитировать распределение напряжений и смещение осадков вследствие роста поднятий по выбранным фрагментам сейсмических разрезов. Однако часто представляет интерес объёмное моделирование с целью анализа закономерностей в распределении трещинных дислокаций, формирующихся в осадках над моделями отдельных поднятий или их групп в результате их роста. Для этого используются трёхмерные седиментационные модели, построенные на основе структурных карт, например, по отражающему горизонту «А» (рис. 18 а, б) [1].

После проведения имитации роста поднятия, трёхмерная седиментационная модель послойно разбирается, и в каждом слое анализируется характер распределения трещин, образовавшихся в них вследствие роста этого поднятия (рис. 18 в-д).

В том случае, когда поднятие имеет достаточно большую амплитуду и размеры, зона разуплотнения, сформировавшаяся над ним, может выйти на поверхность модели в виде серии грабенообразных провалов (рис. 18 е). При сопоставлении полученной на поверхности модели картины с ситуацией, существующей в пределах этой же территории, но уже на реальной (земной поверхности) отмечается совпадение расположения русел рек или проток с положением зон разуплотнения (просадок) на поверхности трёхмерной модели этого участка, если уклон реальной земной поверхности совпадает с направлением этих зон просадок и, соответственно с направлением течения рек или их проток. Если же наклон земной поверхности направлен в другую сторону или он практически отсутствует, то зонам просадок в модели на земной

поверхности соответствуют не русла рек или проток, а цепочки мелких озёр или заболоченные низины. Этим отчасти объясняется нахождение крупных залежей УВ и месторождений вблизи русел крупных рек или озёр (например, знаменитое озеро Самотлор и одноимённое с ним месторождение нефти) [1, 2].

Используя связи, полученные после послойной разборки и анализа распределения трещин в трёхмерных седиментационных моделях, например, их пористости и линейной плотности трещин в зависимости от расстояния до вершины антиклинального блока (рис. 19 а, б), строится прогнозная карта распределения зон различной продуктивности в пределах той или иной площади (рис. 19 в).

Анализ успешности прогнозов, выполненных с помощью описанной методики тектонофизического моделирования в пределах 10 исследованных площадей на основе данных сейсморазведки показал, что успешность прогноза изменяется от 63 % (Камынинское месторождение) до 100 %

(Ем-Ёговская площадь), что зависит, главным образом, от качества исходной геолого-геофизической информации [1].

### Заключение

Поднимающиеся из астеносферы магматические тела создают зоны напряжений в земной коре. При превышении величины этих напряжений предела прочности пород, слагающих кору, в них образуются трещины, по которым магма поднимается ещё выше, формируя положительные структуры в фундаменте и осадочном чехле. В момент образования трещин происходит уменьшение внешнего давления и флюиды, до этого момента растворённые в магме, выделяются в виде самостоятельной фазы – высокоэнтальпийных флюидов, которые, в свою очередь, проникают по сформировавшимся трещинным зонам вверх и, в конце концов, попадают в юрские отложения, где смешавшись с насыщающими их поровыми водами, образуют ГФ.

Вследствие термического расширения поровых вод, смешивающихся с высокоэнтальпийными флюидами, происходит флюидоразрыв юрских отложений и, как следствие, формируются многочисленные трещины различной протяженности, по которым ГФ проникают выше и/или по латерали, что зависит от ориентации напряжений в осадках и, соответственно, направления образовавшихся трещин флюидоразрыва.

ГФ, попадая в терригенные юрские отложения, вызывают их интенсивное осветление, окремнение, растворение неустойчивых минералов, за счёт чего в них образуется вторичная пористость.

Обладая высокой температурой, ГФ активно влияют на содержащееся в юрских осадках ОВ, которое под их действием активно генерирует нефтиды, а оставшийся вязкий или твёрдый коксовый остаток сохраняется в поровом пространстве исходных пород и на поверхности многочисленных трещин, образовавшихся вследствие тектонических напряжений и/или флюидоразрыва пород.

По тектоногенным трещинам и трещинам флюидоразрыва ГФ, в виде гомогенного

сверхкритического раствора выносятся в своём составе образовавшиеся в результате природного пиролиза нефтиды в ближайшие породы-коллекторы, где после его охлаждения он разделяется на нефтяную и водную фазы, пройдя прежде, вероятно, через состояние водонефтяной эмульсии.

Благодаря высокой температуре, вызывающей флюидоразрыв в породах, насыщенных поровой водой, на небольшой промежуток времени все породы (включая даже глинистые разновидности) становятся проницаемыми для этого гомогенного ГФ, благодаря чему происходит энергичная транспортировка УВ, входящих в его состав, в породы коллекторы, встречающиеся на его пути. При этом из-за гомогенного сверхкритического состояния флюида пропадают проблемы, связанные с фазовой проницаемостью и эффектом Жамена, препятствующим миграции УВ и формированию их залежей и месторождений.

Вследствие охлаждения ГФ в зоне его проникновения по тектоническим трещинам и трещинам флюидоразрыва, в породах-коллекторах формируется мощная депрессионная зона, в которой пластовое давление может оказаться значительно ниже, чем гидростатическое для этих глубин. По этой причине в эту зону начнут засасываться вода и нефть, причём, поскольку фазовая проницаемость нефти в гидрофильных коллекторах (юрские коллекторы первоначально обладают именно гидрофильными свойствами) гораздо выше, чем воды, то эти зоны будут заполняться преимущественно нефтью. С возникновением депрессионных зон также могут быть связаны отмечающиеся резкие перепады уровня ВНК, причём их снижение будет наблюдаться именно в том направлении, где наблюдается такая депрессионная зона.

Если описываемые процессы наблюдались в недалёком (в масштабе геологического времени) прошлом, то в пределах площадей, где они происходили вполне возможно сохранение не только депрессионных зон, но и положительных температурных аномалий, а также гидрохимических аномалий, обусловленных особенностями химического состава ГФ [1, 2].

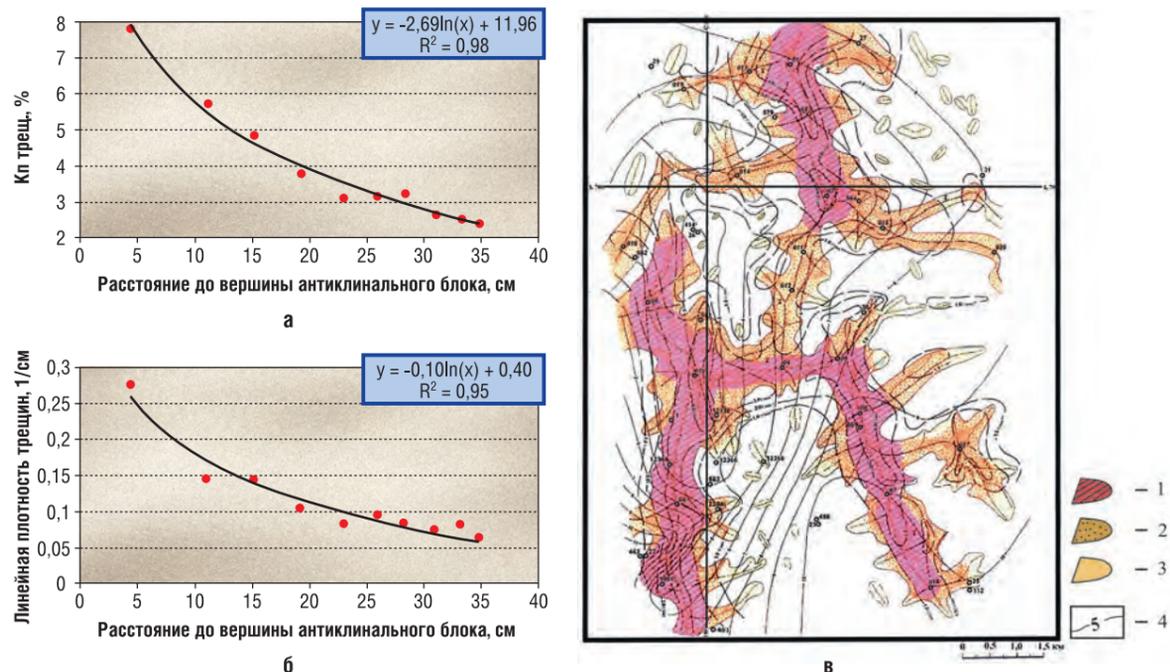
Прогноз зон повышенной трещиноватости и разуплотнения, в пределах которых в юрских отложениях ожидается присутствие коллекторов с высокими ФЕС, следует осуществлять с помощью метода комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования [1–3]. ●

### Литература

1. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абаласком комплексе Западной Сибири и способы их прогноза. Геология нефти и газа, № 5. 2014. с. 58–72.
2. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири. Геология нефти и газа. № 1. 2017. С. 60–76.
3. Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. Геология нефти и газа. № 11–12. 1999. с. 31–40.
4. Борисов М.В. Геохимические и термодинамические модели жильного гидротермального рудообразования. М. Научный Мир. 2000. 360.
5. Бескровный Н.С., Ермакова В.Н., Талиев С.Д. Битумоиды нефтесодержащих гравелитов и глин в узонской гидротермальной системе. В сб.: Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. «Наука». СОАН СССР. Новосибирск. 1974. С. 135–143.
6. Карпов Г.А. Современные гидротермы и ртутно-сурьмяно-мышьяковое оруденение. М.: Наука. 1988. 183 с.
7. Контарович А.Э., Меленевский В.Н., Фомичёв А.С., Шведенков Г.Ю. Пиролитизация как метод изучения нефтегенерационного потенциала материнских пород. Геология нефти и газа, № 12, 1986, с. 36–41.
8. Мархинин Е.К. Вулканы и жизнь. М. Мысль. 1980. 198 с.
9. Набоко С.И. Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород. Вопросы вулканизма. Изд. АН СССР. М. 1962. с. 52–62.
10. Бгатов В.И. История кислорода земной атмосферы. М.: Недра, 1985. 87 с.
11. Зубков М.Ю., Бакуев О.В., Дворак С.В., Пастух П.И. Вертикальная и латеральная миграция поровых флюидов в юрском комплексе Красноленинского свода. Сборник научных трудов ЗапСибНИГНИ «Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных горизонтов Западной Сибири». Тюмень. 1988.
12. Зубков М.Ю., Дворак С.В., Романов Е.А., Чухланцева В.Я. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь). АН СССР. Литология и полезные ископаемые, 1991, № 3, с. 122–132.
13. Справочник физических констант горных пород. Под ред. С. Кларка мл. «Мир». М. 1969. 544 с.
14. Зубков М.Ю., Шведенков Г.Ю. Экспериментальное моделирование процесса формирования вторичных коллекторов под действием гидротермальных флюидов различного состава. Сборник «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Пятая научно-практическая конференция) в двух томах, том 1. Ханты-Мансийск. 2002. С. 323–332.

KEYWORDS: hydrothermal fluids, epigenetic minerals, zones of decompression (drawdown), secondary porosity, drawdown zone, seismic, Tectonophysics, prediction of hydrocarbon deposits.

РИС. 19. Результаты обработки трёхмерной тектоно-седиментационной модели с построенными зависимостями трещиной «пористости» (а), и линейной плотности трещин (б) от расстояния до вершины поднятия и пример структурно-прогнозной карты-схемы с выделенными на основе тектонофизического моделирования зонами различной категории перспективности БАК и суммарной мощности ППП (в) (по [1])



Условные обозначения: категории земель: 1 – высокоперспективные; 2 – перспективные; 3 – малоперспективные; 4 – изопахиты суммарной толщины ППП, м

# ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

## как основа повышения эффективности геологоразведочных работ

ПРИВЕДЕНО СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИИ, РАССМОТРЕНЫ СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА, ПРЕДСТАВЛЕНЫ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА, ПОКАЗАНЫ ВОЗМОЖНЫЕ РИСКИ И ОБОСНОВАНЫ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

*THE CONDITION OF THE HYDROCARBON RESOURCE BASE OF RUSSIA IS GIVEN, THE STRATEGIC DIRECTIONS OF OIL AND GAS RESOURCES EXPLORATION ARE CONSIDERED, THE METHODOLOGICAL FUNDAMENTALS OF THE ECONOMIC- GEOLOGICAL EVALUATION OF OIL AND GAS RESOURCES ARE PRESENTED, POSSIBLE RISKS ARE SHOWN AND THE DIRECTIONS FOR IMPROVING OF THE ECONOMIC- GEOLOGICAL EVALUATION AND INCREASING THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL EXPLORATION ARE JUSTIFIED*

Ключевые слова: нефть, газ, геолого-экономическая оценка, геологоразведочные работы, запасы, ресурсы, месторождения, сырьевая база, стратегия освоения, цены, риски, эффективность, рентабельность.

**Назаров Валентин Иванович,**  
главный научный сотрудник  
АО «ВНИГРИ»,  
д.э.н., профессор

**Краснов Олег Сергеевич,**  
заместитель генерального  
директора АО «ВНИГРИ»,  
Д.э.н., профессор

**Медведева Людмила Владимировна,**  
заведующая лабораторией  
АО «ВНИГРИ»,  
к.э.н.

Современный этап развития мировой нефтяной промышленности характеризуется появлением новых эффективных методов и технологий повышения нефтеотдачи на действующих месторождениях, увеличивающих их сырьевую базу, и, главное – введением в промышленный оборот огромных скоплений сланцевой нефти и газа. Совокупное влияние указанных факторов привело к резкому увеличению добычного потенциала

углеводородной сырьевой базы и, как следствие, избытку предложений нефти на мировых энергетических рынках. Нефть фактически утратила статус дефицитного стратегического ресурса и рассматривается теперь как ценный сырьевой товар, рентабельность производства которого зависит от уровня рыночных цен.

Данное условие является решающим при оценке эффективности геологоразведочных работ, затраты на которые могут быть оправданы лишь в случае выявления инвестиционно привлекательных для разработки месторождений нефти и газа.

Соблюдение этого условия весьма актуально для России, воспроизводство и освоение углеводородной сырьевой базы которой характеризуется ухудшением ее структуры и качественных параметров выявляемых месторождений. Открываются, как правило, мелкие месторождения, расположенные в промышленно развитых регионах или средние и даже крупные, но в отдаленных районах и на труднодоступных акваториях.

УДК 553.98.042:550.8.003.1 (470+571)

ТАБЛИЦА 1. Распределение невостробованных извлекаемых запасов нефти и газа России<sup>1</sup>

Состояние	нефть, млн т		газ, млрд м <sup>3</sup>	
	А+В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	А+В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>
Нераспределенный фонд	552	438	2000	2213
Подготовленные для промышленного освоения	971	422	11789	2760
Неразрабатываемые и законсервированные	1668	2546	6719	3454
<b>ВСЕГО по РФ</b>	<b>3191</b>	<b>3456</b>	<b>19908</b>	<b>8427</b>

<sup>1</sup> по оценке ВНИГРИ

Рентабельность освоения таких месторождений сравнительно невысокая и не всегда позволяет оправдать инвестиционные риски, связанные с их поисками и разведкой.

Низкая инвестиционная привлекательность является одной из причин формирования огромного объема невостробованных запасов, который по нефти превышает 6,6 млрд т, по газу – 28,3 трлн м<sup>3</sup> (табл. 1).

Большая часть невостробованных нефтяных запасов приходится на неразрабатываемые и законсервированные запасы эксплуатируемых месторождений, суммарно более 4 млрд т. Почти полтора миллиарда тонн запасов простаивают в ожидании ввода в эксплуатацию. Около одного

миллиарда тонн нефти находится в нераспределенном фонде недр.

Детальный анализ причин простоя значительной части невостробованных запасов нефти не проводился. Можно предположить, что, скорее всего, они обусловлены низкой рентабельностью разработки. Вместе с тем, эти запасы составляют четвертую часть разведанной нефтяной сырьевой базы страны. Исключение их из активного промышленного оборота существенным образом снизит обеспеченность нефтяной промышленности запасами.

Подавляющая часть объема невостробованных запасов газа приходится на хорошо разведанные месторождения, подготовленные для промышленного освоения.

Ускорение их ввода в разработку зависит прежде всего от конъюнктуры энергетических рынков и возможности привлечения огромных объемов инвестиций для создания транспортной и промышленной инфраструктуры. Кроме того, ряд крупнейших невостробованных месторождений содержит многокомпонентные газы, которые требуют предварительной подготовки и отделения жирных фракций, а для месторождений Восточной Сибири – гелия. Фактически для обеспечения рациональной эксплуатации простаивающих газовых месторождений необходимо создание новой крупной газоперерабатывающей отрасли.

В этих условиях в задачи геологов входит, в первую очередь, поиски и разведка новых конкурентоспособных, высокоэффективных месторождений нефти и выявление промышленно значимых, высокорентабельных месторождений газа в районах с развитой газодобычей и вблизи действующих или проектируемых магистральных газопроводов.

На сегодняшний день в стране можно наметить шесть основных направлений воспроизводства углеводородной сырьевой базы (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2. Стратегические направления освоения углеводородной сырьевой базы России

Направления освоения УВ базы	Объем извлеч. ресурсов <sup>1</sup>		Условия реализации
	нефти, млрд т	газа, трлн м <sup>3</sup>	
Выявление и разведка мелких и средних, низкодебитных, глубокопогруженных залежей в старых нефтедобывающих районах	~ 12	~ 40	Внедрение новых технологий, налоговые льготы
Выявление и разведка крупных месторождений в новых малообустроенных районах	~ 28	~ 53	Выделение крупных инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру
Выявление и разведка крупных и уникальных месторождений на арктическом шельфе	~ 9	~ 95	Создание подводно-подледных технологий разработки месторождений и выделение крупнейших инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру
Вовлечение в разработку невостробованных запасов открытых месторождений	~ 6,6	~ 28,3	Повышение инвестиционной привлекательности невостробованных запасов за счет новых технологий
Повышение нефтеотдачи разрабатываемых месторождений	~ 12 – 15	-	Привлечение новых технологий извлечения нефти
Вовлечение в освоение нетрадиционных УВ ресурсов (баженовская свита)	~ 10	~ 8	Привлечение новых технологий, налоговые льготы

<sup>1</sup> по экспертным оценкам ВНИГРИ



Ресурсный потенциал некоторых из этих направлений примерно соизмерим, но эффективность поисков и разведки месторождений в них будет существенно различаться.

Например, подготовка запасов в старых нефтедобывающих районах, находящихся на завершающих стадиях работ, будет безусловно выше, чем, предположим, в Восточной Сибири. Но при этом затраты на промышленное обустройство вновь открытых месторождений на порядок ниже. Аналогичная ситуация будет складываться и при проведении геологоразведочных работ на арктическом шельфе. Затраты на подготовку запасов на прогнозируемых здесь крупных и уникальных нефтяных и газовых месторождениях могут быть сравнительно невысоки, но при этом потребуются огромные инвестиции (по экспертным оценкам до 1 трлн долл.) на создание надводных и подводных добывающих комплексов, танкерного и вспомогательного флотов.

В целом арктический шельф с его гигантской прогнозной углеводородной сырьевой базой является одним из базовых регионов. Однако возможности его рентабельной разведки и разработки должны быть подтверждены путем проведения геолого-экономической оценки (ГЭО).

Методология геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа в России в основном сложилась и прошла практическую апробацию в ходе неоднократно проводимых оценок прогнозной углеводородной базы территорий и акваторий страны.

Она представляет собой совокупность геологических, технологических и экономических методов, позволяющих количественно и качественно оценить величину УВ ресурсов, технические возможности их освоения, затраты на подготовку и разработку запасов и возможный доход.

Геолого-экономическая оценка ресурсов в соответствии с требованиями Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов должна проводиться отдельно по группам различной геологической изученности.

Целью ГЭО является обоснование возможной промышленной значимости и инвестиционной привлекательности различных групп нефтегазовых ресурсов, прогнозируемых в несходных горно-геологических и географо-экономических условиях освоения.

Эффективность воспроизводства углеводородной сырьевой базы страны должна обеспечиваться за счет подготовки новых рентабельных для освоения запасов нефти и газа. Необходимым условием выявления таких запасов является выделение перспективных на нефть и газ территорий и акваторий и объектов, геолого-экономическая оценка ресурсного потенциала которых соответствует принятым экономическим критериям.

Последняя геолого-экономическая оценка ресурсов РФ, завершенная в 2014 году, позволила установить объем рентабельных ресурсов в различных нефтегазоносных провинциях и областях страны, потребность в капитальных вложениях на их поиски, разведку и разработку, и доход от вовлечения в промышленный оборот.

Однако она не нашла широкого применения по той причине, что не имела тесной связи с существующей практикой недропользования.

Среди объектов ГЭО – нефтегазоносных провинций, областей, комплексов и локальных структур – отсутствовали базовые объекты недропользования – лицензионные участки. Не в полной мере учитывались также различия в степени изученности и достоверности различных групп ресурсов, геолого-экономическая оценка которых необходима в соответствии с требованиями новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

Для усиления роли ГЭО, как важнейшего инструмента принятия управленческих решений на ранних стадиях геологоразведочных работ, следует сделать ее более дифференцированной. В составе объектов оценки, наряду с нефтегеологическими объектами, необходимо ещё выделить объекты недропользования – лицензионные участки с ресурсами категории Д<sub>0</sub>, Д<sub>1</sub>, а там, где они отсутствуют – перспективные участки с ресурсами кат. Д<sub>1</sub> (в районах

с доказанной промышленной нефтегазоносностью) и ресурсами категории кат. Д<sub>2</sub> в районах, где промышленная нефтегазоносность еще не доказана. Такая детализация объектов оценки соответствует введенной в 2016 году Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, согласно которой, их геолого-экономическая оценка должна проводиться отдельно по группам различной геологической изученности [1].

### Последовательность геолого-экономической оценки ресурсов и решаемые задачи

Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа состоит из двух блоков – геологического и экономического (рис. 1).

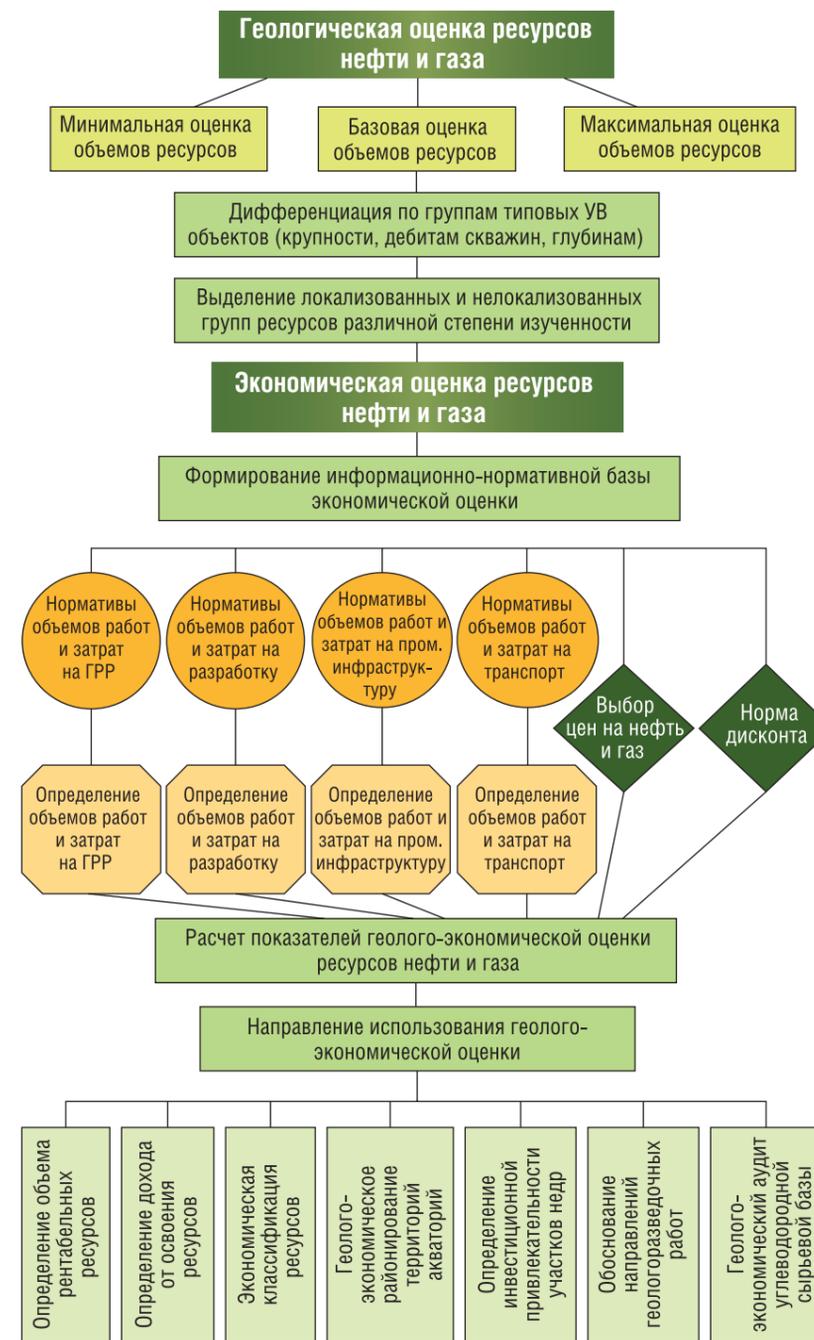
В геологическом блоке проводится количественная оценка ресурсов.

Приближение ГЭО ресурсов к решению практических задач недропользования требует совершенствования методов их количественной оценки. Учитывая вероятностный характер результатов геологоразведочных работ, связанный с возможным неподтверждением нефтегазоносности объектов поисков и разведки месторождений и величины их ресурсного потенциала, необходимо отказаться от действующей детерминированной оценки ресурсов УВ и перейти на интервально-вероятностную оценку.

Расчеты величины ресурсов для всех видов нефтегазовых объектов следует проводить с использованием методики вероятностной оценки по минимальному (подтверждаемость 10%), максимальному (подтверждаемость 90%) и наиболее вероятному (подтверждаемость 50%) вариантам. Наиболее вероятный (базовый вариант) принимается в качестве основного для дальнейших геолого-экономических расчетов.

Выделение текущего объема прогнозных ресурсов для целей ГЭО производится путем исключения из величины базового варианта объема начальных геологических ресурсов суммы извлеченных, выявленных и разведанных запасов. Объем оставшихся ресурсов разделяется на локализованные и нелокализованные. В состав

РИС. 1. Принципиальная схема геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа



локализованных включаются ресурсы выявленных и подготовленных к бурению структур, а также не вскрытых бурением залежей разведанных и разрабатываемых месторождений.

Нелокализованные ресурсы распределяются по перспективным участкам в соответствии с принятыми подсчетными параметрами.

Для дифференциации начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти и газа по классам различной

крупности могут быть использованы методические рекомендации 1988 г. [4], согласно которым дифференциация производится по каждому комплексу в пределах нефтегазоносной области. В каждом классе оценивается количество прогнозируемых залежей. Из общего числа залежей, подлежащих оценке, исключаются уже открытые залежи, числящиеся на Государственном балансе запасов. Оставшийся объем ресурсов разделяется на две группы.

В первую группу входят локализованные ресурсы выявленных и подготовленных структур. Экономическая оценка этой группы ресурсов базируется на горно-геологических и географо-экономических характеристиках конкретных локальных объектов.

Вторую группу составляют нелокализованные ресурсы, объем которых определяется после вычета из общей суммы НСР ресурсов уже открытых залежей и локализованных ресурсов выявленных и подготовленных к бурению структур. Из общей суммы локализованных и нелокализованных ресурсов необходимо исключить технически недоступные для освоения залежи, которые не могут быть изучены или вовлечены в разработку вследствие различных ограничений. Полученное распределение локализованных и нелокализованных ресурсов по горно-геологическим параметрам характеризует ресурсный потенциал оцениваемой территории, который при существующих или прогнозируемых технологических и экономических условиях может быть разведан и освоен.

Выделение технически недоступных групп ресурсов проводится исходя из современных технических возможностей и технологий поисков разведки и разработки месторождений нефти и газа в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях.

Основной объем технически недоступных ресурсов относится к глубоководным зонам арктического шельфа, в пределах которых могут быть выявлены и разведаны запасы нефти и газа, но отсутствуют технические средства их разработки.

В каждой НГО выделяются региональные этажи разведки, включающие один или несколько нефтегазоносных комплексов, разведка залежей которых проводится единой сеткой скважин. Для каждого единичного объекта устанавливается принадлежность к региональному этажу разведки и возможное объединение единичных объектов в многозалежное месторождение.

Если единичный объект является частью прогнозируемого многозалежного месторождения, при его оценке должна учитываться

возможность совмещения затрат на поисково-разведочные работы, промышленное обустройство и строительство нефте- и газопроводов.

По фазовому составу углеводородов базовые объекты оценки разделяются на нефтяные и газовые. Ресурсы растворенного газа оцениваются исходя из геологических ресурсов нефти и данных о газонасыщенности. Ресурсы конденсата определяются по потенциальному содержанию конденсата в газе.

Исходные горно-геологические характеристики для локализованных объектов оценки принимаются на основе результатов геологоразведочных работ по их выявлению и подготовке к поисковому бурению.

Для нелокализованных ресурсов горно-геологические характеристики единичных типовых объектов определяются с использованием метода аналогии или экспертной оценки.

Технико-экономические расчеты следует проводить для локализованных ресурсов по лицензионным и перспективным участкам, для нелокализованных ресурсов – по перспективным участкам, которые по возможности следует выделять в границах расчетных участков, используемых при количественной оценке ресурсов.

Характеристика каждого участка должна содержать данные о возможном количестве продуктивных структур, глубине залегания продуктивных горизонтов, возможных дебитах скважин.

В экономическом блоке для проведения экономической оценки ресурсов предварительно формируется исходная информационно-нормативная база, включающая нормативы затрат на геологоразведочные работы, разработку месторождений и транспорт нефти и газа до потребителей. На основе этих нормативов рассчитываются соответствующие объемы работ и затрат на подготовку и разработку запасов и критериальные показатели ГЭО: чистый дисконтированный доход, индекс доходности, внутренняя норма доходности.

Эти показатели ГЭО характеризуют конечную эффективность результатов геологоразведочных работ и могут быть использованы для оперативных и стратегических управленческих решений по обоснованию районов и выбору объектов поисков и разведки месторождений.

Результаты ГЭО ресурсов могут быть использованы при решении широкого круга оперативных и стратегических задач нефтяной геологоразведки. В их число входят:

определение объема рентабельных ресурсов нефти и газа, определение возможного дохода от их освоения, оценка инвестиционной привлекательности лицензионных и перспективных участков недр, экономическая классификация ресурсов и другие.

### Структура системы геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа

Структура системы геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа в пределах нефтегазоносной области представлена на рис. 2. Она состоит из следующих блоков:

- ГЭО подготовленных ресурсов локальных объектов (ЛО) лицензионных участков (ЛУ) с разрабатываемыми месторождениями (ресурсы кат. Д<sub>0</sub>);
- ГЭО локализованных ресурсов локальных объектов лицензионных участков с разведанными месторождениями (ресурсы кат. Д<sub>п</sub>);
- ГЭО перспективных ресурсов локальных объектов лицензионных участков без выявленных месторождений (ресурсы кат. Д<sub>1</sub>);
- ГЭО нелокализованных прогнозируемых ресурсов (кат. Д<sub>2</sub>).

Суммарный ресурсный потенциал нефтегазоносных районов (НГР), областей (НГО) и провинций (НГП) определяется с учетом вероятных характеристик различных групп и категорий ресурсов.

Геолого-экономическая оценка локализованных ресурсов проводится для каждого учтенного нефтегазового объекта.

Для нелокализованных ресурсов геолого-экономическая оценка проводится для каждого выделенного типового единичного объекта и затем распространяется на все объекты данной группы.

Интегральным объектом геолого-экономической оценки являются суммарные ресурсы прогнозируемых, выявленных и подготовленных к бурению залежей, которые могут быть учтены в пределах оцениваемых лицензионных или перспективных участков, нефтегазоносного субъекта нефтегеологического и административного деления в соответствии с результатами количественной оценки ресурсов и требованиями классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

В качестве единичных локальных объектов ГЭО следует рассматривать:

- а) в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью:
  - подготовленные к бурению залежи;
  - выявленные по результатам поисковых геологических и геофизических исследований залежи;
  - прогнозируемые по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований залежи;
- б) в районах с недоказанной промышленной нефтегазоносностью:
  - залежи, прогнозируемые на основе имеющихся данных геологических, геофизических, геохимических исследований, и по аналогии с районами, где установлены месторождения нефти и газа.

Технико-экономические расчеты следует проводить для подготовленных к поисковому бурению ресурсов (кат. Д<sub>0</sub>) и локализованных ресурсов (кат. Д<sub>п</sub>)

по лицензионным участкам, для нелокализованных ресурсов – по перспективным нефтегазоносным участкам, которые могут быть выделены для включения в программу подготовки новых лицензионных участков.

Для обеспечения технико-экономических расчетов по перспективным участкам требуется уточнить методику количественной геологической оценки ресурсов УВ таким образом, чтобы она обеспечивала возможность прогнозирования по каждому участку данных о предполагаемом количестве продуктивных структур, глубине залегания продуктивных горизонтов, возможных дебитах скважин и т.д.

Характеристика каждого участка должна содержать данные о возможном количестве продуктивных структур, глубине залегания продуктивных горизонтов, возможных дебитах скважин. Согласно Методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, оценка и учет ресурсов нефти и газа различных категорий ведется отдельно [2]. Соответственно, отдельно должна проводиться и геолого-экономическая оценка ресурсов.

На сегодняшний день какой-либо общепринятой методики решения этой задачи не существует. В большинстве случаев ресурсный потенциал перспективных участков оценивается на базе экспертных оценок, надежность которых зависит от квалификации экспертов. Учитывая важность данной проблемы для оценки инвестиционной привлекательности выделяемых участков недр, необходимо обосновать общие методические подходы, позволяющие формализовать процесс проведения геологической оценки ресурсного потенциала вновь выделяемых участков, перспективных на нефть и газ, и разработать рекомендации, содержащие предложения по критериям выбора таких участков, их местоположению и размерам.

В качестве таких рекомендаций предлагаются следующие положения:

- перспективные для лицензирования участки выделяются на территории

нераспределенного фонда недр с учетом состояния лицензирования в НГО;

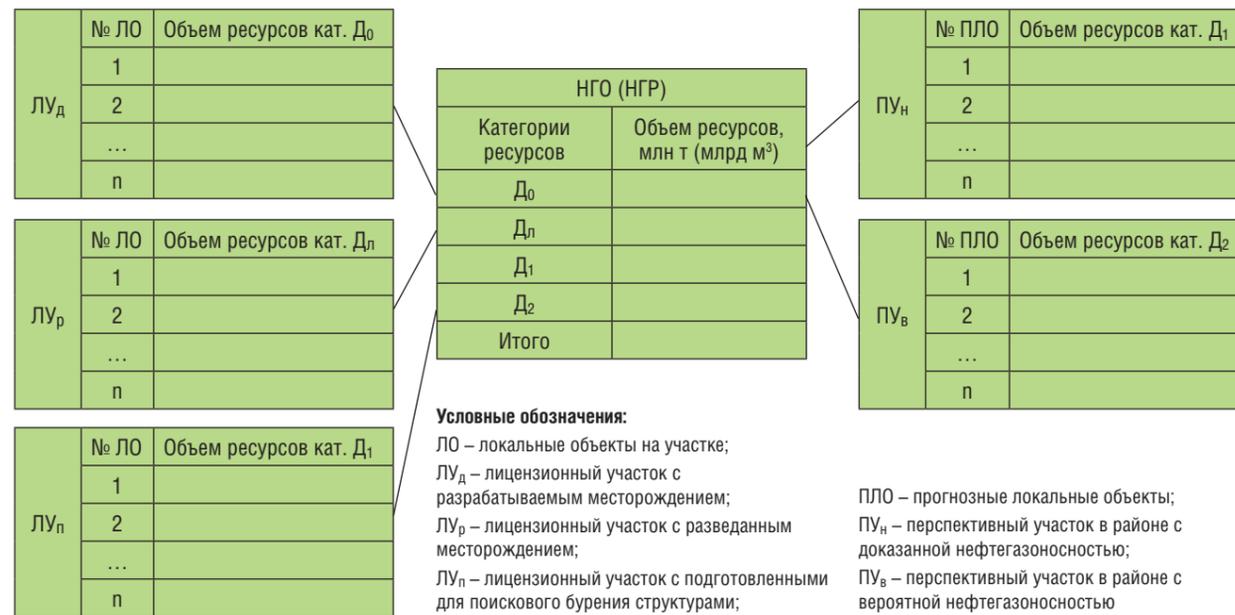
- при выделении перспективных нефтегазоносных участков в пределах НГО должна обеспечиваться их равноценность по геологической значимости;
- между контурами перспективных и лицензионных участков не должно оставаться неоцененной территории;
- каждый выделяемый участок должен, по возможности, находиться внутри одной однотипной структурно-фациальной зоны и быть однородным по общему геологическому строению и условиям нефтегазоносности;
- контуры участков при достаточной изученности района должны проводиться посередине между месторождениями или перспективными локальными объектами, а в случаях, когда положение их неизвестно – на удалении от центральной части участка, кратном расстоянию между локальными объектами, характерными для данного района (зоны);
- в пределах каждого участка должно быть, как правило, не менее 3–5 локальных структур. В расчете на выявление 1–2 месторождений это требование предопределяет оптимальную площадь участка в размере 200–300 км<sup>2</sup> для хорошо изученных территорий, для слабоизученных территорий и акваторий этот размер может быть увеличен до 500–1000 км<sup>2</sup>.

Геолого-экономическая оценка ресурсов УВ лицензионных участков и перспективных нефтегазоносных участков базируется на различной геологической информационной базе.

В первом случае информация по объему ресурсов, количеству локальных объектов оценки и их горно-геологические характеристики принимаются по данным лицензионных соглашений и принятых программ геологоразведочных работ.

Во втором случае для прогнозирования количественных и качественных характеристик нераспределенных ресурсов используются вероятностные методы оценки геологических показателей.

РИС. 2. Структура объектов геолого-экономической оценки ресурсов нефти (газа) по нефтегазоносной области (району)



Прогнозирование горно-геологических характеристик перспективных участков (ПУ) в настоящее время является нерешенной проблемой, требующей специального рассмотрения. Один из возможных вариантов ее решения заключается в использовании метода аналогии, приведенного в Методическом руководстве по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации [3].

Этот метод заключается в том, что на перспективный (расчетный) участок переносятся количественные и качественные характеристики ресурсов эталонных участков, в результате по расчетному участку может быть определен объем ресурсов, глубина продуктивных горизонтов и ряд других параметров, необходимых для геолого-экономических расчетов.

Основная расчетная формула любого геологического способа в методе аналогий имеет вид:

$$\frac{\rho_p}{\rho_э} = K_{ан} = \frac{X_{1p} \cdot X_{2p} \cdot \dots \cdot X_{np}}{X_{1э} \cdot X_{2э} \cdot \dots \cdot X_{нэ}}$$

где:  $\rho_p$  – плотность ресурсов на расчетном участке,

$\rho_э$  – плотность запасов на эталонном участке,

$X_{np}$  – изменяющиеся параметры на расчетном участке,

$X_{нэ}$  – изменяющиеся параметры на эталонном участке.

Однако необходимо учитывать, что этот метод должен использоваться для участков, имеющих определенную геологическую общность или соответствие. Правомочность его применения для определения характеристик перспективных участков должна быть подтверждена специальными исследованиями.

### Учет волатильности цен и рисков при геолого-экономической оценке ресурсов нефти и газа

Сложившаяся в последние годы неблагоприятная конъюнктура нефтяных рынков приводит к сильной волатильности цен на нефть и газ. Снижение этих цен сокращает величину промышленно значимой ресурсной базы углеводородов и приток инвестиций в геологоразведку.

Россия имеет негативный опыт влияния низких нефтяных цен на углеводородную сырьевую базу. Например, в 1998 году при их падении до 7–8 долл./барр. нефтяные компании заявили об отсутствии у них сырьевой базы и были вынуждены законсервировать тысячи скважин по причине нерентабельности эксплуатации.

В этой связи целесообразно для учета влияния ценового фактора на величину прогнозной углеводородной базы оценивать рентабельность ее освоения при различных уровнях цен – от минимального до максимального.

Предлагаемая для решения этой задачи графо-аналитическая модель состояния углеводородной сырьевой базы, широко применяемая в США, позволяет четко проследить зависимость рентабельных объемов ресурсов нефти и газа от уровня цен (рис. 3). При максимальной их величине объем рентабельных ресурсов вплотную приближается к объему ресурсов, которые могут быть извлечены из недр при существующих технических возможностях. В случае снижения цен объем рентабельно извлекаемых ресурсов будет существенно ниже объема технически доступных.

Использование данной модели позволяет оперативно определить объем рентабельных ресурсов нефти и газа в диапазоне цен – от минимальной до максимально возможной. Модель может быть

построена для объектов разного уровня, включая локальный УВ объект, лицензионный участок, НГР, НГО, НГП и в целом по стране.

Важнейшим условием принятия эффективных управленческих решений по поискам и разведке месторождений является учет вероятностного характера информации, рисков и неопределенности.

Наиболее существенными при освоении месторождений УВ представляются следующие виды инвестиционных рисков:

- **геологический** – обусловлен возможностью безуспешных поисковых работ или неподтверждения оценки извлекаемых запасов нефти (газа), сводится к минимуму в процессе доразведки и опытно-промышленной эксплуатации;
- **технологический** – связан с несоответствием параметров технических средств фактическим условиям освоения месторождений и возможностью возникновения по этой причине аварийных ситуаций;
- **экономический** – связан с нестабильностью экономического законодательства, условий инвестирования и инфляцией, колебаниями рыночной конъюнктуры, цен, валютных курсов, неопределенностью условий продажи и транспорта углеводородов и т.п.;
- **политический** – возникает в связи с неопределенностью политической ситуации (возможность неблагоприятных

РИС. 3. Графическая модель расчета рентабельной части прогнозной ресурсной базы в зависимости от цен на нефть и газ

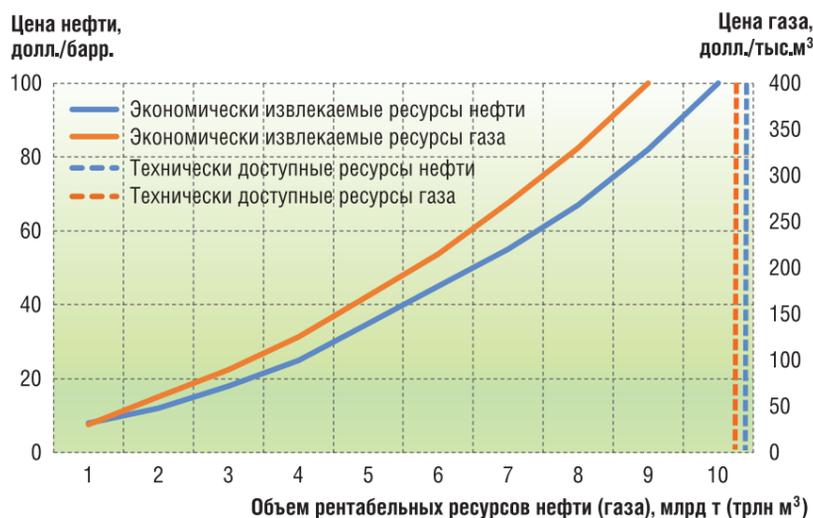
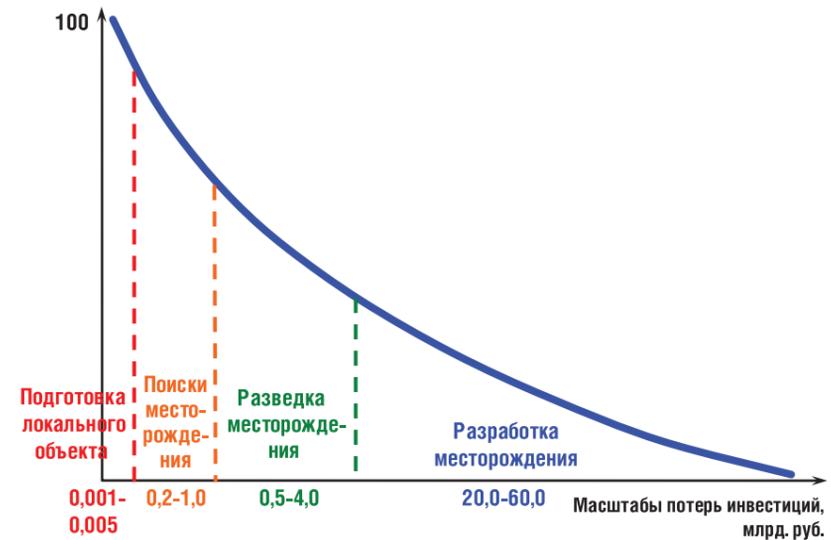


РИС. 4. Принципиальная схема соотношения риска и масштабов потерь инвестиций на разных стадиях процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов



социально-политических изменений в стране или регионе, введение торговых санкций, закрытие границ и т.п.).

Экономический и политический виды рисков, исходя из возможностей влияния в нефтегазодобывающей отрасли, являются преимущественно неуправляемыми или объективными, так как определяются внешними факторами. Объективные риски регулировать нельзя, но можно прогнозировать. Учет их влияния возможен на уровне экспертных оценок и долгосрочных прогнозов.

К управляемым или субъективным следует отнести геологический, технологический виды рисков и часть экономического риска, связанную с географическим положением региона, природно-климатическими условиями и развитостью промышленной и транспортной инфраструктуры. Субъективные риски, в частности, риск неподтверждения запасов, в отличие от объективных, могут непосредственно регулироваться, хотя и не в полной мере, участниками инвестиционного проекта (например, посредством увеличения затрат на поиски и разведку месторождений).

На разных стадиях процесса изучения и освоения ресурсов УВ влияние управляемых рисков на эффективность управленческих решений неодинаково.

Неопределенность условий проведения работ не является

заданной. По мере осуществления поисков и разведки поступает дополнительная информация о параметрах прогнозируемых месторождений, и ранее существовавшая неопределенность снижается.

Принципиальная схема соотношения управляемых рисков и масштабов потерь инвестиций на разных стадиях процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов приведена на рис. 4.

Наибольшая степень риска характерна для начальных стадий изучения. Вместе с тем, поскольку объемы геофизических и буровых работ ограничены, масштабы возможных потерь на этих стадиях невелики. По мере увеличения потоков геологической и другой информации на последующих стадиях работ доля риска снижается, однако возрастающие объемы работ и связанные с ними объемы инвестиций могут увеличивать масштабы потерь.

Так, на стадии поисков месторождения эти масштабы могут достигать 1,0 млрд руб., на стадии разведки – 4,0 млрд руб. Самые значимые объемы рискованных инвестиций в расчете, например, на сравнительно крупное по запасам морское нефтяное или газовое

месторождение могут достигать 25–85 млрд руб., хотя сама величина геологического риска на данной стадии работ минимальна.

В расчетах геолого-экономической оценки могут быть использованы следующие методические подходы для учета инвестиционных рисков:

- метод введения надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования;
- метод проверки устойчивости (анализ чувствительности проекта);
- метод анализа сценарных подходов;
- метод имитационного моделирования;
- метод реальных опционов.

При выборе методов учета инвестиционных рисков необходимо учитывать, что степень их влияния уменьшается по мере увеличения изученности нефтегазовых объектов. Однако при этом на более поздних стадиях возрастает объем рискованных инвестиций.

Рекомендации по выбору метода учета влияния инвестиционных рисков на различных стадиях освоения нефтегазовых проектов представлены в табл. 3.

Наиболее простым и удобным для расчетов является метод учета инвестиционных рисков путем введения надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования. Этот метод рекомендуется использовать при экономической оценке ресурсов лицензионных участков, проектов поисков, разведки и разработки месторождений.



ТАБЛИЦА 3. Методы учета влияния инвестиционных рисков на экономическую оценку нефтегазовых объектов

Стадия реализации проекта	Методы учета инвестиционных рисков				
	Введение надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования	Проверка устойчивости экономической оценки	Анализ сценарных подходов	Имитационное моделирование	Реальные опционы
1. Экономическая оценка ресурсов УВЛУ	+	-	-	+	+
2. Экономическая оценка программы поисков месторождения	+	+	+	+	-
3. Экономическая оценка программы разведки месторождения	+	+	+	+	-
4. Экономическая оценка проекта промышленного освоения месторождения	-	+	+	-	+
5. Экономическая оценка остаточных запасов месторождения	-	+	-	-	+

При использовании данного метода учет рисков обеспечивается путем введения в расчеты чистого дисконтированного дохода (ЧДД) надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования. Расчетная величина этой ставки увеличивается на определенную, дифференцированную надбавку за геологический и географо-экономический риск.

На ранних стадиях геологоразведочных работ на рентабельность подготовки УВ сырьевой базы большое влияние оказывают инвестиционные риски связанные с размещением УВ ресурсов в труднодоступных, промышленно не освоенных районах, а также с низкой степенью их изученности.

Влияние геологических и географических факторов увеличивает инвестиционные риски и для их покрытия требуется повышение уровня рентабельности освоения нефтегазовых объектов.

Инвестиционная привлекательность углеводородной сырьевой

базы определяется уровнем рентабельности их освоения.

В практических расчетах по ГЭО ресурсов нефтегазовых объектов уровень рентабельности инвестиций задается через норматив дисконтирования. Величина норматива дисконтирования является одним из регуляторов оценки промышленно значимости сырьевой базы. Ее масштабы увеличиваются или сокращаются в зависимости от уменьшения или увеличения выбранного значения норматива дисконтирования.

Возможную рентабельность освоения прогнозируемых УВ объектов с учетом получения дополнительного дохода, необходимого для покрытия инвестиционных рисков, рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$R_{дл} = \sum_{t=t_n}^T (Z_t - S_{прt} - S_{дл} - S_{Тt} - S_{интt}) * (1 + Eб - Eр)^{-t}$$

где:  $R_{дл}$  – абсолютная величина денежной оценки;

$Z_t$  – ценность добываемой в  $t$ -ом году продукции (нефти, газа, конденсата);

$S_{прt}$  – сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на поисково-разведочные работы;

$S_{дл}$  – сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на добычу нефти (газа), охрану окружающей среды;

$S_{Тt}$  – сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на межпромысловый и магистральный транспорт;

$S_{интt}$  – сумма предстоящих в  $t$ -ом году затрат на создание промышленной инфраструктуры;

$Eб$  – базовая норма дисконта;

$Eр$  – надбавка за риск;

$T$  – расчетный срок рентабельного освоения ресурсов локального объекта оценки, лет.

Выбор нормы дисконтирования осуществляется с учетом рисков на ранних стадиях геологоразведочных работ.

В качестве способа учета инвестиционных рисков при геолого-экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата рекомендуется использовать метод введения надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования при расчете ЧДД.

Расчетная величина этой ставки увеличивается на определенную, дифференцированную надбавку за геологический и географо-экономический риск. В качестве базовой ставки дисконтирования, в зависимости от решаемой задачи, следует рассматривать среднюю норму прибыли на капитал, принятую в данной отрасли промышленности, ставку долгосрочного депозита, кредитную ставку зарубежного банка, ставку рефинансирования Центрального банка РФ с учетом маржи коммерческих банков.

В практических расчетах рекомендуется использовать базовую ставку дисконта равную 10%.

Ориентировочные величины надбавок за риск к ставке дисконтирования в зависимости от степени изученности и географического положения прогнозных ресурсов объектов оценки приведены в таблице 4.

Завершая обсуждение методических и практических проблем геолого-экономической

ТАБЛИЦА 3. Надбавки за риск к базовой ставке дисконтирования

Степень риска	Надбавка за географо-экономический риск, %		Надбавка за геологический риск, %		Суммарная надбавка за риск, %	Итоговая ставка дисконта %
	Территории, акватории	Надбавка	Изученность объектов разработки	Надбавка		
Низкая	Старые обустроенные регионы (Урало-Поволжье, Северный Кавказ, Западная Сибирь, Калининградская обл., Республика Коми, о. Сахалин), шельф Балтийского моря	0	Подготовленные ресурсы кат. $D_0$	4-5	4-5	14-15
			Локализованные ресурсы кат. $D_1$	6-8	6-8	16-18
			Перспективные ресурсы кат. $D_2$	9-10	9-10	19-20
			Прогнозируемые ресурсы кат. $D_3$	11-12	11-12	21-22
Средняя	Новые регионы, граничащие с обустроенными (Ненецкий АО), шельф Каспийского моря	1-2	Подготовленные ресурсы кат. $D_0$	4-5	5-7	15-17
			Локализованные ресурсы кат. $D_1$	6-8	7-10	17-20
			Перспективные ресурсы кат. $D_2$	9-10	10-12	20-22
			Прогнозируемые ресурсы кат. $D_3$	11-12	12-14	22-24
Высокая	Новые регионы без развитой инфраструктуры (Восточная Сибирь, Чукотский АО), шельф Охотского и Берингова морей	3-4	Подготовленные ресурсы кат. $D_0$	4-5	7-9	17-19
			Локализованные ресурсы кат. $D_1$	6-8	9-12	19-22
			Перспективные ресурсы кат. $D_2$	9-10	12-14	22-24
			Прогнозируемые ресурсы кат. $D_3$	11-12	14-16	24-26
Очень высокая	Арктические акватории	5-7	Подготовленные ресурсы кат. $D_0$	4-5	9-12	19-22
			Локализованные ресурсы кат. $D_1$	6-8	11-15	21-25
			Перспективные ресурсы кат. $D_2$	9-10	14-17	24-27
			Прогнозируемые ресурсы кат. $D_3$	11-12	16-19	26-29

оценки ресурсов нефти и газа, как основы повышения эффективности геологоразведочных работ, можно сделать следующие выводы и рекомендации:

Современный этап развития и воспроизводства углеводородной сырьевой базы происходит в условиях неблагоприятной рыночной конъюнктуры, вызванной значительным превышением предложения нефти на мировых рынках над спросом и, как следствие – падением мировых цен на нефть и газ.

Благодаря успехам в разработке нетрадиционных источников углеводородного сырья произошло значительное увеличение сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности и возрос ее добычный потенциал. Нефть утратила статус стратегического ресурса и рассматривается как сырьевой товар, рентабельность производства которого зависит от уровня текущих цен на нефтяных рынках. В этих условиях затраты на геологоразведочные работы будут оправданы лишь в случае выявления месторождений

нефти и газа, освоение которых обеспечит приемлемый уровень рентабельности для нефтяных компаний.

Для соблюдения этого условия необходимо уже на ранних стадиях геологоразведочных работ проводить геолого-экономическую оценку ресурсов, которая может обеспечить выбор наиболее экономически выгодных направлений и объектов для поисков и разведки месторождений и отбраковку технически недоступных для разработки и заведомо нерентабельных объектов.

Для России, учитывая степень геологической изученности основных нефтегазодобывающих регионов, геолого-экономическую оценку ресурсов следует проводить не только по нефтегазоносным провинциям и областям, но и по действующим и перспективным объектам недропользования – лицензионным участкам и перспективным нефтегазоносным участкам.

Для повышения надежности геолого-экономической оценки

инвестиционных рисков следует отказаться от детерминированной геологической оценки запасов и ресурсов и перейти к интервально-вероятностной.

**Литература**

1. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена Приказом Минприроды России от 01.11.2003 № 477.
2. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждены распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. № 3-р.
3. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, Москва, 2014 (проект).
4. Методические рекомендации по применению «Временной методики экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти». – Л., ВНИГРИ, 1988.
5. Методические рекомендации по геолого-экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. – Новосибирск, Москва, 2015.
6. Назаров В.И. Концепция методики геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т.12. – №1. – [http://www.ngtp.ru/rub/3/12\\_2017.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/12_2017.pdf).

KEYWORDS: oil, gas, economic-geological evaluation, exploration, reserves, resources, deposits, resource base, strategy development, cost, risk, efficiency, profitability.

# ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

## Анализ применяемых конструкций якорящих узлов, используемых при проведении ГРП

ЦЕЛЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРОВ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КОНКРЕТНЫМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ЗАДАЧАМИ. ПРИ ЭТОМ КОНСТРУКЦИЯ ПАКЕРА И ПРИНЦИП ПРИВЕДЕНИЯ ЕГО В ДЕЙСТВИЕ ДОЛЖНЫ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ЗАЩИТУ ОТ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ИЗНОСА В ПРОЦЕССЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ. КРОМЕ ТОГО, КОНСТРУКЦИЯ ПАКЕРА ДОЛЖНА ОБЕСПЕЧИВАТЬ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И НАДЕЖНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТОЙ В СКВАЖИНЕ ВО ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА, НЕЗАВИСИМО ОТ ГЛУБИНЫ УСТАНОВКИ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРОВ ПРИ ИСПЫТАНИИ ПЛАСТОВ ПОКАЗАЛ, ЧТО В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ ПАКЕРУЮЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ СТАНОВЯТСЯ НЕРАБОТОСПОСОБНЫМИ ИЗ-ЗА РАЗРУШЕНИЯ НИЖНЕЙ ЧАСТИ РЕЗИНОВОГО ЭЛЕМЕНТА. В ПРАКТИКЕ РАЗОБЩЕНИЯ МЕЖТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПАКЕРАМИ С РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ ПОСАДКИ ВАЖНЫМ И НЕОБХОДИМЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ ФИКСАЦИИ ПАКЕРА НА МЕСТЕ УСТАНОВКИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ. ЭТО ПРОИСХОДИТ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ЯКОРЯЩИХ УЗЛОВ И РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ УПЛОТНИТЕЛЕЙ ПАКЕРОВ

*THE PURPOSE OF THE PACKERS IS DETERMINED BY THE SPECIFIC TECHNOLOGICAL TASKS. THE DESIGN OF THE PACKER AND THE PRINCIPLE OF BRINGING IT INTO ACTION SHALL PROVIDE PROTECTION FROM PREMATURE WEAR DURING THE TRIPPING PROCESS. IN ADDITION, THE DESIGN OF THE PACKER SHOULD ENSURE MANUFACTURABILITY OF ITS USE AND RELIABLE CONTROL OVER THE WORK IN THE WELL DURING THE HYDRAULIC FRACTURING, REGARDLESS OF THE DEPTH OF THE INSTALLATION. EXPERIENCE WITH THE USE OF PACKERS FOR THE TEST BEDS SHOWED THAT IN MOST CASES POKERWISE ITEMS BECOME INOPERATIVE DUE TO THE DESTRUCTION OF THE LOWER PART OF THE RUBBER ELEMENT. IN PRACTICE, THE ISOLATION ANNULUS PACKERS WITH DIFFERENT WAYS OF PLANTING IS IMPORTANT AND NECESSARY TO ENSURE RELIABLE FIXING OF THE PACKER AT THE PLACE OF INSTALLATION IN THE BOREHOLE. THIS HAPPENS DUE TO THE USE OF ANCHORING UNIT AND DIFFERENT DESIGNS OF SEALS OF THE PACKERS*

Ключевые слова: пакер, якорящий узел, уплотнительный элемент, гидроразрыв пласта, износ, обсадная колонна, скважина, резиновый элемент, разобщение, посадка, фиксация, перекрытие, давление, плашки, напряжение, герметичность, деформация.

**Машков Виктор Алексеевич,**  
Северо-Кавказский федеральный университет,  
Институт нефти и газа,  
кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

**Верисокин Александр Евгеньевич,**  
Северо-Кавказский федеральный университет,  
Институт нефти и газа,  
аспирант, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

**Салазова Александра Юрьевна,**  
Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа, магистрант

Проблема обеспечения надежности перекрытия межтрубного пространства пакером является актуальной в настоящее время, особенно в условиях проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с применением высокого давления рабочей жидкости.

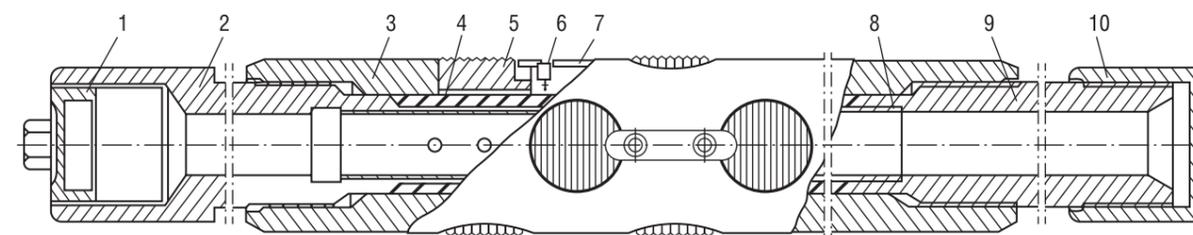
### Анализ применяемых конструкций якорящих узлов

Анализ применяемых конструкций якорящих узлов пакеров показал, что основным видом фиксации является конструкция в виде плашек, разжимаемых в радиальном направлении при введении во взаимодействие с ними разжимных конусов [1, 2, 3, 4].

Плашки на наружной стороне, обращенной к стенке труб обсадной колонны, имеют насечку, с помощью которой они сцепляются с металлом. Проблема взаимодействия плашек якорящего узла с трубой является актуальной и требует дополнительных исследований с учетом фактора износа обсадных труб и возможности их разрушения.

Анализ приведенной формулы [5] по определению силы  $q$  взаимодействия плашек трубуловки с трубой показывает, что высота плашек оказывает существенное влияние на их несущую способность.

РИС. 1. Якорь поршенькового типа – ЯГ1



1 – пробка транспортировочная; 2 – головка; 3 – корпус; 4 – трубка резиновая; 5 – плашка; 6 – винт; 7 – шпонка; 8 – патрубок; 9 – хвостовик; 10 – гайка транспортировочная

В формуле (1) максимальная несущая способность плашек трубуловки зависит от живого сечения трубы, ее радиуса, высоты плашек и угла их взаимодействия:

$$\sigma_{кр2} = \frac{\sigma_T F_C Q h \varepsilon}{R_2^2 C K}$$

где:  $\sigma_T$  – предел текучести материала труб;  
 $F_C$  – площадь поперечного сечения изношенной трубы;  
 $Q$  – радиус трубы внутренний;  
 $h$  – высота плашек;  
 $\varepsilon$  – коэффициент охвата периметра трубы;  
 $R_2$  – радиус трубы наружный;  
 $C$  – коэффициент, характеризующий концентрацию напряжений в опасном сечении;  
 $K$  – коэффициент охвата плашками поверхности трубы и угла наклона конической поверхности плашек к корпусу устройства;

$\sigma_{кр2}$  – определяется для взаимодействия плашек трубуловки (в количестве 6-ти штук) и осуществления подвески потайной колонны.

Аналогичная задача решается для обеспечения фиксации пакера плашками при восприятии избыточного давления снизу, например, в случае проведения гидроразрыва пласта.

Анализируя формулу (1) можно сделать вывод, что при увеличении высоты плашек растет удерживающая способность пакера.

Если представить, что высота плашек стремится к нулю, то, согласно этой формуле,  $G$  – усилие, воспринимаемое пакером и сообщаемое на плашки, которое стремится к бесконечности. При этом необходимо также учитывать формулу Берлоу:

$$\sigma_{пр} = \frac{pD}{2\delta} \quad (2)$$

где:  $p$  – давление жидкости;  
 $D$  – внутренний диаметр обсадной колонны;  
 $\delta$  – толщина стенки обсадной трубы.

По данной формуле, при известном усилии, воспринимаемом пакером и сообщаемым на плашки, можно определить допустимые контактные напряжения на границе «уплотнитель – стенка трубы обсадной колонны».

Из практики установки пакера в обсадную колонну известно, что контактные напряжения на границе должны

превосходить рабочее давление на 10–15 %. Из формулы (2) можно определить предельное значение давления  $P$ :

$$P = \frac{\sigma_{пр} 2\delta}{D}$$

При известных параметрах обсадной трубы и материала, из которого она изготовлена, определяется предельное значение  $P$ .

Исходные данные для определения  $P$ :

$\sigma_{кр} = 5,0$  МПа для трубы из стали группы прочности  $D$ ;  
 $\delta$  – толщина стенки,  $\delta = 10$  мм;  
 $D$  – внутренний диаметр трубы, равный 148 мм.

Тогда предельное значение определяется:

$$P = (5 \cdot 2 \cdot 0,01) / 0,14 = 0,71 \text{ МПа (710 кг/см}^2\text{)}.$$

Анализ полученного результата показывает, что контактные напряжения на границе «уплотнитель – стенка трубы обсадной колонны» близки к предельным значениям, особенно это необходимо учитывать для перекрытия межтрубного

УДК 622.2



пространства в старом фонде скважин с изношенной обсадной колонной.

Применение традиционного способа деформации уплотнителя в радиальном направлении за счет осевого нагружения требует приложения достаточно большого усилия. В этом случае необходимо изменить механизм посадки уплотнителя по принципу, отраженному в работе [6], где отмечается, что равномерное распределение напряжений по всей длине уплотнительного элемента можно получить, если использовать для его радиальной деформации разжимной конус.

Практика применения такого метода посадки пакера показывает, что использование разжимного конуса значительно уменьшает необходимую осевую нагрузку для деформации уплотнителя, что особенно важно для скважин старого фонда.

Контактные напряжения на границе уплотнителя с обсадной колонной определяются диаметром разжимного конуса для его деформации в данном поперечном сечении.

В работе [1] представлено несколько конструкций пакеров, оснащаемых дополнительно якорем поршневого типа гидравлического действия в дополнение к плашкам якорящего узла (с разжимом за счет применения разжимного конуса). В работе [1] отдельно представлен якорь поршневого типа – ЯГ1, где предусмотрена защита от попадания механических примесей в зазор сопрягаемых подвижных деталей плашки-корпус.

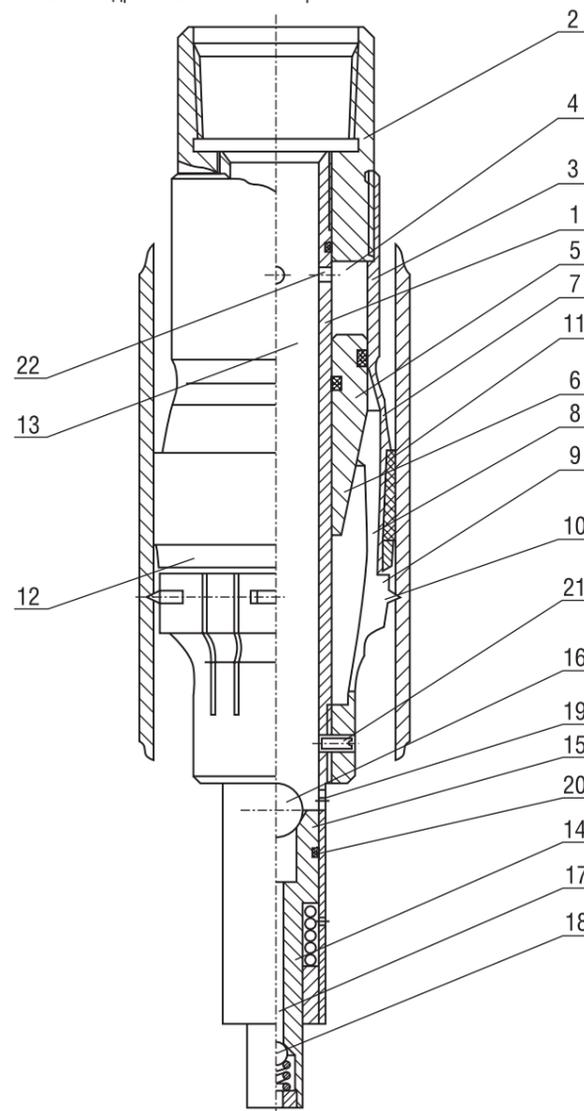
В связи с тем, что при гидравлическом разрыве пласта рабочая жидкость находится под большим давлением, воспринимаемым снизу пакером (с залипанием выталкивающего усилия на плашки якоря), может наблюдаться потеря герметичности уплотнителя и сход пакера с места установки. Это приводит к прекращению процесса фиксации.

Сохранение герметичности межтрубного пространства напрямую зависит от надежности работы якорящего узла. В работе [7] представлена новая конструкция якорящего узла для установки пакера. Фиксация происходит за счет оснащения разрывных плашек разрезными пружинными кольцами, которые внедряются в тело обсадной колонны на расчетную глубину. Для оценки возможности применения такого метода установки пакера рассмотрим конструкцию [7], представленную на рисунке 2.

Гидромеханический пакер состоит из ствола 1, жестко связанного верхним концом с переводником 2. На внешнем стволе 1 установлен корпус гидроцилиндра 3 с образованием между ними кольцевой камеры 4, в которой размещен поршень 5 с разжимным конусом 6. Корпус гидроцилиндра 3 жестко связан с металлической уплотнительной оболочкой 7. На нижнем конце ствола 1 установлена разрезная оболочка 8, входящая своим верхним концом внутрь металлической уплотнительной оболочки 7. В корпусе размещено уплотнительное кольцо 11 из упругого материала и закреплено резьбовой гайкой 12.

В канале 13 ствола 1 установлена ступенчатая пружинная втулка 14 с седлом 15 и шаровым клапаном 16. В осевом канале 17 ступенчатой подпружиненной втулки 14 установлен обратный клапан 18. В теле ствола 1 выполнены радиальные отверстия 19, изолированные телом ступенчатой

РИС. 2. Гидромеханический пакер



подпружиненной втулки 14 и уплотнительным кольцом 20 от осевого канала 13 ствола 1.

Ступенчатая подпружиненная втулка 14 связана со стволом 1 срезным элементом 21. Кольцевая камера 4 над поршнем 6 постоянно гидравлически связана с осевым каналом 13 ствола 1 радиальными каналами 22.

Посадка устройства, спущенного на заданную глубину, осуществляется путем установки шарового клапана 18 на седло 15 и создают избыточное давление в лифтовой колонне труб, которое через радиальные отверстия 22 подается в кольцевую камеру 4 корпуса 3 гидроцилиндра и воздействует на поршень 5 с разжимным конусом 6 с их перемещением внутрь разрезной цанги 8. Цанга раздвигается в радиальном направлении с обеспечением деформации металлической уплотнительной оболочки 7 с кольцом 11 до плотного контакта с внутренней поверхностью обсадной колонны.

При дальнейшем перемещении вниз поршня 5 происходит сжатие уплотнительного кольца 11 и ввод зубцов якоря 10 во взаимодействие со стенкой обсадной колонны. Этим самым достигается

перекрытие кольцевого зазора между лифтовой колонной труб и обсадной колонной.

После этого подготавливают подпакерную зону для проведения изоляционных работ.

В этой конструкции важно изучить узел якорения. Для оценки возможности осуществления такой технологии якорения дадим технологический расчет.

### Технологический расчет фиксации пакера

- диаметр внутренней обсадной колонны, мм 148;
- диаметр наружный пакера, мм 136;
- диаметр осевого канала ствола, мм 55;
- наружный диаметр ствола, мм 70;
- внутренний диаметр корпуса, мм 120;
- давление посадки пакера, МПа 25.

Определяем площадь поршня:

$$F_{\Pi} = 0,785(d_{\text{вн.к.}}^2 - d_{\text{п.ст.}}^2); \quad (3)$$

$$F_{\Pi} = 0,785(12,02^2 - 1,02^2) = 74,5 \text{ см}^2.$$

Усилие, развиваемое поршнем, рассчитывается по формуле:

$$q_{\Pi} = F_{\Pi} \cdot P; \quad (4)$$

$$q_{\Pi} = 74,5 \cdot 250 = 18625 \text{ кгс.}$$

При угле конуса  $\alpha = 12^\circ$ :

$$Q = q_{\Pi} \cdot \tan \alpha; \quad (5)$$

$$Q = 18625/0,2126 = 87606 \text{ кгс.}$$

Принимаем суммарную поперечную длину зубьев равной  $1/2$  периметра, т.е. периметр пространства равен:

$$\Pi = 2\pi R = 2 \cdot 3,14 \cdot 6,8; \quad (6)$$

$$\Pi = 2 \cdot 3,14 \cdot 6,8 = 42 \text{ см.}$$

Тогда принимаем длину зубьев, равной 21 см.

Определим усилие внедрения зубьев в стенку обсадной колонны при условии их полного взаимодействия. Принимаем глубину внедрения зубьев  $\delta = 0,3$  мм. Угол наклона фаски зуба принимаем  $\beta = 45^\circ$ . При решении метода треугольника, где  $\delta = 0,3$  мм является катетом, площадь контакта определяется по формуле:

$$L_{\text{сум}} = \Pi \cdot \frac{\delta}{\sin 45^\circ}; \quad (7)$$

$$L_{\text{сум}} = 420 \cdot 0,25/0,7 = 150 \text{ мм.}$$

Определим площадь пакера, воспринимающего давление разрыва снизу:

$$F_{\Pi} = 0,785 \cdot d_{\text{вн.}}^2; \quad (8)$$

$$F_{\Pi} = 0,785 \cdot 13,6^2 = 145 \text{ см}^2.$$

С учетом веса труб лифтовой колонны  $Q_{\text{тр}} = 20000$  кг получим:

$$Q_{\text{выт}} = F_{\Pi} \cdot P - Q_{\text{тр}}; \quad (9)$$

$$Q_{\text{выт}} = \frac{145 \cdot 200}{56000} - 20000 = 36 \text{ 000 кг.}$$

Проверим выполнение условия:

$$\sigma_{\Gamma} = \frac{Q_{\text{выт}}}{F_{\text{сум}}} \leq [\sigma_{\Gamma}] \quad (10)$$

$$\sigma_{\Gamma} = \frac{36000}{15} = 2235 \text{ кгс} \leq [\sigma_{\Gamma}].$$

Вывод: пакер в состоянии выдержать и большой перепад давления, поскольку  $[\sigma_{\Gamma}] = 6000 \text{ кг/см}^2$ .

Передача выталкивающей силы на зубья приводит к тому, что они работают на срез. Считаем, что площадь поперечного сечения зуба равна:

$$S = 2h \tan \alpha; \quad (11)$$

где  $\alpha = 45^\circ$ ;  $h = 0,3$  мм;  $S = 0,6$  мм.

Суммарная длина зубьев –  $L_{\text{сум}} = 150$  мм.

Площадь сечения зубьев, воспринимающих  $Q_{\text{выт}}$ :

$$S_{\Pi} = S \cdot L_{\text{сум}} = 0,06 \cdot 15 = 1 \text{ см}^2.$$

При воздействии выталкивающей силы ( $Q_{\text{выт}} = 36 \text{ 000}$  кг) пакер снимается с места установки. Необходимо обеспечить дополнительное количество зубьев с увеличением глубины их внедрения. Для якорей плашечного типа необходимо иметь внедрение зубьев на заданную глубину с обеспечением наружного контакта всей площадью плашек. Такое конструктивное оформление реализовано в [8], где плашки якоря имеют два выступа, распределенных по высоте, что увеличивает силу сцепления якоря с обсадной колонной.

### Выводы

Анализ применяемых конструкций якорящих узлов пакеров показал, что основным видом фиксации является конструкция в виде плашек, разжимаемых в радиальном направлении при введении во взаимодействие с ними разжимных конусов. ●

### Литература

1. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максудов, О.В. Чурбанов и др. / М.: «Недра», 1984. – С. 76–85.
2. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов / – М.: «Недра», 1988 – с. 315 – 324.
3. Басарыгин Ю.М. Ремонт газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, П.П. Макаренко, В.Д. Мавромати / ОАО Издательство «Недра», 1998. – С. 143–151.
4. Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: Справочник в 2-х томах – Буровой инструмент / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гновных и др. / М.: ОАО Издательство «Недра» – 2003 – с. 434–475.
5. Шляховой С.Д. Аналитические и экспериментальные исследования несущей способности изношенных обсадных труб / С.Д. Шляховой, С.Б. Бекетов / Сборник научных трудов. Строительство газовых и газоконденсатных скважин / ПАО «Газпром» / Москва, 1997 – с. 15–86.
6. Машков В.А. Повышение надежности работы пакеров за счет изменения конструкции уплотнительного элемента / В.А. Машков, Ю.А. Пуля, С.А. Литвинов, С.А. Паросоченко / Вестник СевКавГТУ, Серия: «Нефть и газ». № 1 (4) – Ставрополь: СевКавГТУ. 2004. – с. 40–48.
7. Пат. РФ №2.304.694. Разбуриваемый пакер. М кл. E21B33/12 / Машков В.А., Пивень О.А. № 2005126271/03.
8. Пат. РФ № 2473781. Пакер технологический, Мкл. E21B33/12 / Бекетов С.Б., Аюпов С.А., Машков В.А.
9. Машков В.А. Повышение надежности работы пакеров за счет изменения конструкции уплотнительного элемента / В.А. Машков, Ю.А. Пуля, С.А. Литвинов, С.А. Паросоченко / Вестник СевКавГТУ, серия: «Нефть и газ». № 1(4) – Ставрополь: СевКавГТУ. 2004. – с. 40-48.
10. А. с. СССР № 1832148, Разбуриваемый пакер, Мел E21B33/12 А.А. Попов, А.А. Домальчук, В.Д. Флыс и др. 21478585/03 Бюл. № 29.

KEYWORDS: packer, anchoring unit, sealing element, hydraulic fracturing, wear, casing, borehole, rubber element, dividing, planting, fixing, overlap, pressure, dies, tension, tightness, deformation.

# УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ В СВЕТЕ ДОСТИЖЕНИЙ АКАДЕМИЧЕСКОЙ НАУКИ

РОССИЯ ОБЛАДАЕТ МОЩНОЙ СЫРЬЕВОЙ БАЗОЙ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ: ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ КАТЕГОРИЙ A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> НЕФТИ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПО ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ, ПРЕВЫШАЮТ 29 МЛРД Т, ЗАПАСЫ КОНДЕНСАТА – 3,5 МЛРД Т. ОДНАКО, ПО ОЦЕНКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРИНЯТОЙ ЗА РУБЕЖОМ КЛАССИФИКАЦИЕЙ ЗАПАСОВ SPE, УЧИТЫВАЮЩЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СОСТАВЛЯЮЩУЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ НЕ ПРЕВЫШАЮТ ПРИМЕРНО 11 МЛРД Т. ПО ЭТИМ РАСЧЕТАМ РОССИЯ ЗАНИМАЕТ ВОСЬМОЕ МЕСТО В МИРОВОМ РЕЙТИНГЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАН ПОСЛЕ ВЕНЕСУЭЛЫ, САУДОВСКОЙ АРАВИИ, КАНАДЫ, ИРАНА, ИРАКА, КУВЕЙТА И ОАЭ. КАКОВЫ ПЕРСПЕКТИВЫ НАРАЩИВАНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ЧТО ДЛЯ ЭТОГО ПРЕДЛАГАЕТ ОТЕЧЕСТВЕННАЯ АКАДЕМИЧЕСКАЯ НАУКА?

*RUSSIA POSSESSES THE POWERFUL RAW MATERIAL BASE OF LIQUID HYDROCARBONS: ACCORDING TO RUSSIAN CLASSIFICATION, THE ESTIMATED OIL RESERVES OF A + B + C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> CATEGORIES EXCEED 29 BILLIONS TONS, THE GAS-CONDENSATE RESERVES COMPOSE 3.5 BILLIONS TONS. HOWEVER, BY ESTIMATION OF THE FOREIGN RESERVES CLASSIFICATION SPE TAKING INTO ACCOUNT THE ECONOMICAL COMPONENT OF OIL PRODUCTION, THE PROVED RESERVES OF LIQUID RUSSIAN HYDROCARBONS ARE NOT EXCEED ABOUT 11 BILLIONS TONS. IN WORLD RATING OF THE OIL-GAS PRODUCTION COUNTRIES, BY THESE CALCULATIONS, RUSSIA TAKES 8<sup>th</sup> PLACE AFTER VENEZUELA, SAUDI ARABIA, CANADA, IRAN, IRAQ, KUWAIT AND UNITED ARAB EMIRATES. WHAT ARE THE PERSPECTIVES TO INCREASE THE RAW MATERIAL BASE? WHAT ARE THE PROPOSITIONS OF THE RUSSIAN ACADEMIC SCIENCE FOR IT?*

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи пласта, сырьевые запасы, новые разработки, нефтегазодобыча, коэффициент извлечения нефти.

**Вячеслав Максимов,**  
д.т.н., профессор,  
Институт проблем нефти  
и газа РАН

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ перспективы наращивания сырьевой базы традиционной нефти в России весьма значительны – наиболее достоверные ресурсы категории С3 превышают 12,5 млрд т, а прогнозные ресурсы меньшей достоверности (категорий D<sub>1</sub> + D<sub>2</sub>) оцениваются более чем в 47 млрд т. Основу российской сырьевой базы жидких углеводородов составляет Западно-Сибирский нефтегазовый бассейн, который аккумулирует две трети запасов, – половину прогнозных и 40% перспективных запасов нефти. Нефть бассейна имеет хорошие качественные характеристики, она в основном легкая и средняя по плотности, мало- и среднесернистая. Но коэффициент извлечения нефти в бассейне меняется в широких пределах. Малопроницаемые коллекторы содержат более половины запасов бассейна, аккумулируя высококачественную нефть.

Стабилизация и рост экономики России во многом определяются эффективной и устойчивой работой нефтяной промышленности, которая наряду с газовой отраслью способна обеспечить потребности не только внутреннего, но и внешнего рынка.

Сегодняшние достижения нефтяной отрасли России во многом явились результатом использования заделов, сформированных во времена СССР. Однако за 60 лет промышленной разработки нефтяных месторождений их основные эксплуатационные объекты находятся в поздней стадии разработки, которая характеризуется высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин. Намечилась четкая негативная тенденция: истощение традиционных запасов нефти и снижение темпов роста ее добычи.

Два десятка российских нефтяных месторождений относятся к

уникальным (с запасами более 300 млн тонн). Они обеспечивают треть национальной нефтедобычи. В то же время многие из них (Самотлорское, Ромашкинское, Мамонтовское, Федоровское и др.) находятся на поздних стадиях разработки. Они истощены и сильно обводнены. Еще несколько месторождений-гигантов вышли на стабильный максимум разработки.

В то же время, по данным Минэнерго РФ, 2/3 разведанных запасов относятся к трудноизвлекаемым, в том числе 13% – высоковязкая нефть, 36% – коллекторы с низкой проницаемостью, 14% – подгазовые зоны (нефтяные оторочки), 4% – малые толщины пластов. Получается, что в современных условиях лишь

**2/3 разведанных запасов относятся к трудноизвлекаемым, в том числе 13% – высоковязкая нефть, 36% – коллекторы с низкой проницаемостью, 14% – подгазовые зоны, 4% – малые толщины пластов**

треть российских запасов нефти пригодна к рентабельной разработке.

Почти половина неразрабатываемых запасов нефти находится в мелких и средних месторождениях, их более 1000. Многие из них удалены от инфраструктуры, дорогостоящи и сложны в разработке, поэтому перспективы таких месторождений весьма неоднозначны.

**Факторы, сдерживающие повышение коэффициента извлечения нефти**

Полнота извлечения нефти измеряется параметрами, характеризующими воздействие на пласт в микро- и макромасштабе. Интегральной характеристикой эффективности добычи нефти является коэффициент извлечения нефти (КИН). Уровень нефтеотдачи принято считать основным критерием рациональной системы разработки месторождений. Чем выше КИН, тем в большей степени система разработки месторождений отвечает критериям рациональности. Основы рациональной разработки месторождений,



сформировавшиеся в советское время, обеспечивали достижение КИН, близкого к 50% уже в 60-е годы прошлого столетия, тогда как в настоящее время он едва дотягивает до 33%.

Тенденция к снижению КИН обусловлена как геологическими, так и технологическими факторами (рост доли трудноизвлекаемых запасов, высокая обводненность продукции, техногенные изменения пласта и др.). Помимо этих причин существенным фактором является слабое использование новых знаний, полученных в последние десятилетия.

**Почти половина неразрабатываемых запасов нефти находится в мелких и средних месторождениях**

Существующие многообразные методы активного воздействия на пласт унифицированы с гидродинамической точки зрения и основаны на теории многофазной многокомпонентной фильтрации, оснащенной современными информационными и программными продуктами (в основном зарубежного образца). Принципиальной составной

частью этих методов является классическая теория фильтрации флюидов в изотропной среде, в основе которой лежат закон Дарси и гипотеза о капиллярном давлении и относительных фазовых проницаемостях (ОФП) как универсальных локальной насыщенности. Заметим, что ОФП дают значительный вклад в коэффициент нефтегазоизвлечения, их корректное определение является принципиально важным.

Таким образом, за последние 40–60 лет идейного продвижения в теории разработки месторождений углеводородов не произошло. Вместе с тем в последние десятилетия появились новые научные результаты, показывающие, что основные допущения классической теории

во многих практически важных случаях не выполняются, а сами результаты далеки от использования в реальных проектах. Прежде всего, это относится к месторождениям с падающей добычей, с высокой степенью обводненности, к трудноизвлекаемым запасам в низкопроницаемых, неоднородных, анизотропных коллекторах, к

УДК 622.276

высоковязким тяжелым нефтям, техногенно измененным пластам, глубоким залежам и др.

### Будет ли востребована наука для увеличения КИН?

Отметим лишь некоторые новые научные результаты и технологии, полученные сотрудниками институтов РАН, которые следует учитывать при проектировании разработки и эксплуатации месторождений.

- Исследование техногенных изменений свойств, структуры, организации порового пространства и состава пластовых флюидов, формирование защемленных флюидных фаз не только в околоскважинных зонах, но и в межскважинных пространствах (ИПНГ РАН).
- Разработана программа для ЭВМ с целью управления созданной базой данных и расчета физико-механических свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений по данным сейсморазведки и ГИС (Институт физики Земли РАН – ИФЗ РАН).
- Создан отечественный симулятор для моделирования гидроразрыва пласта в расширенной постановке с учетом эффектов переориентации полей пластовых напряжений (Институт прикладной математики РАН – ИПМ РАН).

- Разработан программный комплекс для моделирования процессов теплопереноса и неизоэнтальной фильтрации с учетом кинетики окисления жидких углеводородов в продуктивных пластах-коллекторах (Институт проблем управления РАН – ИПУ РАН).
- Дано научное обоснование и рекомендации по практическому применению технологии направленной разгрузки пласта для увеличения продуктивности скважин. Разработана численная модель изменения фильтрационно-емкостных свойств при использовании данной технологии (Институт проблем механики РАН – ИПМех РАН).
- Научное обоснование методических подходов к локализации запасов нефти краевых и подстилающих нефтяных оторочек на длительно разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождениях в режиме истощения газоконденсатной шапки (ИПНГ РАН, ЦЭМИ РАН).
- Дано обоснование новых технологий применения метода объемной интерпретации гравитационных полей при эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений (ИФЗ РАН, ИПНГ РАН).
- Разработаны технологии управления геомеханическими и термодинамическими

процессами при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений (ИПНГ РАН, ИПМех РАН, ИПУ РАН).

- Созданы методы управления свойствами глин в процессе эксплуатации нефтяных месторождений на основе исследования изолирующих и емкостных свойств глин и их изменений в ходе литогенеза (Институт геоэкологии РАН).
- Разработаны рекомендации для выявления перспективных нефтегазовых объектов в глубокозалегающих доюрских отложениях месторождений севера Западной Сибири на основе комплекса геологических и геофизических методов исследования, фундаментальных исследований эндогенных процессов энергетики, флюидодинамики и дегазации (ИПНГ РАН).
- Теоретически и экспериментально обоснованы новые представления о характере зависимости между абсолютной и фазовыми проницаемостями в процессах двухфазного вытеснения флюидов. Доказано, что относительные фазовые проницаемости (ОФП) в анизотропных средах зависят не только от насыщенности, но и от направления вытеснения. В практике проектирования разработки месторождений анизотропия абсолютной проницаемости учитывается лишь косвенно путем задания ее вертикальной составляющей в  $10^{-2} - 10^{-3}$  раз меньше измеренных значений проницаемостей вдоль оси симметрии керна. ОФП всегда задаются как скалярные функции насыщенности для данной породы-коллектора и фильтрующихся жидкостей. Аналогичный результат зависимости от направления течения был установлен экспериментально для капиллярного давления. Это кардинально меняет наши представления о капиллярных эффектах и их связи с изменяющейся смачиваемостью скелета породы в процессе извлечения нефти. Полученные результаты важны как для повышения достоверности и полноты исходной информации

для гидродинамических моделей, так и для проводки горизонтальных скважин и подсчета запасов (ИПНГ РАН).

- Разработана современная методика комплексного исследования анизотропного кернового материала (терригенного и карбонатного), позволяющая определять абсолютную проницаемость, ОФП, капиллярное давление, упругие константы образца породы для различных типов анизотропии (ИПНГ РАН, ИПМех РАН).
- Разработаны научные основы новых интегрированных технологий, обеспечивающих эффективную разработку месторождений УВ с трудноизвлекаемыми запасами на основе новых физико-математических моделей и адекватных численных алгоритмов изучения механизмов управления энергетикой месторождения и расчета многофазных фильтрационных потоков (ИПМ РАН, ИПНГ РАН).
- Создано новое поколение полимерно-гелевых реагентов с заданными свойствами и на их основе – технологии, позволяющие управлять флюидопотоками и увеличивать нефтеотдачу пластов с большой степенью обводненности (ИПНГ РАН).
- Научно обоснована и подготовлена к внедрению технология минимизации выноса песка в нефтяные скважины на месторождениях с падающей добычей, основанная на создании полимерно-гелевого порообразующего фильтра в околоскважинной зоне, задерживающего механические примеси с сохранением проводимости для нефти (ИПНГ РАН).
- Дано научное обоснование технологии водоизоляции скважин с помощью колтубинга без подъема оборудования на основе математической модели (ИПНГ РАН).
- Обнаружен новый физико-химический эффект разложения газогидратов путем инъекции углекислого газа, что может быть основой технологии разработки газогидратных залежей (ИПНГ РАН).

- Экспериментально установлены особенности фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей в окрестности критических точек; результаты могут быть использованы для определения типа залежи и выбора режима и технологии разработки нефтяных и газовых месторождений (ИПНГ РАН).

Особый стратегический акцент следует сделать на освоение арктического шельфа. Запасы арктического шельфа и транзитные

### Не только в России, но и нигде в мире нет технологии ликвидации разливов в арктических условиях

возможности Северного морского пути признаны ключевыми стратегическими ресурсами, освоение которых является задачей государственной важности.

Принципиально важным должно стать создание новых технологий до начала активной разработки месторождений Арктики. Важным направлением может стать использование подводных модулей для освоения морских месторождений континентального шельфа. Заметим, что промышленная эксплуатация уникальных подводных компрессорных станций на шельфах Норвежского и Северного морей начата в 2015 году. Развитие этого направления в России обеспечит значительные экономические и экологические преимущества над существующими технологиями (строительство капиталоемких надводных морских платформ с жилыми помещениями для персонала, энергоустановки и др. оборудование).

Необходима реализация проекта «точечных» промысловых геолого-геофизических исследований до процесса бурения морских скважин.

Потребуются новые решения и технологии физико-химического мониторинга акваторий, где ведется добыча нефти, гидроакустический мониторинг шельфа, технологии мобильного отслеживания состояния подводного трубопровода. Задачей ученых должна также

стать разработка системы мониторинга чрезвычайных ситуаций (в частности, разливов нефти) и оценки угроз окружающей среде. Не только в России, но и нигде в мире нет технологии ликвидации разливов в арктических условиях.

В условиях существенно усложнившейся структуры запасов УВ и горно-геологических условий их залегания одним из основных многопараметрических научных приоритетов в области проблем нефти и газа становится

разработка инновационных технологий для увеличения КИН на основе использования новых знаний в различных областях науки. А сама теория проектирования разработки месторождений УВ становится мультидисциплинарной, базирующейся на современных методах геофизических исследований, подземной гидромеханике и на физике пласта, на физической химии, механике гетерогенных сред, теории многофазной многокомпонентной фильтрации, термодинамике и теории фазовых превращений, гидрогазодинамике, теории упругости и пластичности, на исследовании УВ систем в около- и сверхкритических состояниях.

Современный этап развития нефтегазовой науки переживает переломный момент. Он вызван невиданным размахом компьютеризации и информатизацией всей инфраструктуры, связанной с поиском, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений, внедрением достижений фундаментальных научных исследований в технику и технологию добычи, транспорта и переработки нефти и газа, что дает возможность перейти к инновационному этапу развития нефтяной и газовой промышленности России. ●

KEY WORDS: *the increase in oil recovery, natural resources, new developments, oil & gas, oil recovery factor.*





С. Гончаренко, Ф. Хатиби, М. Роговский



В. Марьев



А. Семенихин



А. Новак, М. Баркиндо



Б. Гаевский



С. Рудницкий, А. Караогланов, С. Смирнов



М. Мансуров



В. Цветков



Участники V международной конференции «Базовые масла и смазочные материалы СНГ» 2017



В. Туманов



Д. Меллер, Ю. Карпов



А. Шадрин



Участники конференции Освоение шельфа России и СНГ-2017



Участники конференции Полиуретаны-2017



Х. аль-Фалих, М. Баркиндо, А. Шохин



6-е заседание ЭнергодIALOG Россия-ОПЕК



К. Нижегородов



Участники NDExpо 2017



А. Дмитриев



Спикеры Российский Нефтегазовый Саммит



А. Иванцов, В. Завершинский



М. Дубинина

Мария Дубинина

# МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

#### 1.5.2.9. Датчики прочие

#### Назначение:

Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

#### Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

#### Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80.



Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:		Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3	Максимальное количество каналов регистрации	24
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B	Максимальное количество подключаемых зондов	8
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при $K_u=64$ , $T=2$ мс	< 0,08 мкВ	Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, $K_u$	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64	Операционная система	LINUX
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ	Емкость энергонезависимого ЗУ типа NAND Flash для данных	4048 Мбайт
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ	Емкость энергонезависимого ЗУ типа SD Card для данных	≤ 32 Гбайт
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц	Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800x600
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0,5 и 0,25 мс	Интерфейс USB 2.0	1
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %	Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит	Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProl, BomBox
Интерфейс передачи данных	специальный	Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	SGD-SP
Максимальная длина кабеля	100 м	Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC, SGD-SHR
Напряжение питания	30 ... 100 В	Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	12 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт	Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8,5 Ач
Диаметр скважины	< 150 мм	Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	8 часов
Время прижима зонда	< 60 с	Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90...264 В
Усилие прижима	кг	Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68	Номинальное выходное напряжение для питания зондов	100 В
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °С	Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 ... 15 В
Габаритные размеры	57x630 мм	Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP64
Масса	5,5 кг	Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30...+70 °С
		Габаритные размеры	270x246x124 мм
		Масса	7 кг

# Открыта подписка на журнал Neftegaz.RU на 2017 год

Подписаться на журнал можно:

- через редакцию. Контактное лицо: Петрова Татьяна [expro@neftegaz.ru](mailto:expro@neftegaz.ru) +7 (495) 650-14-82
- через сайт информационного агентства Neftegaz.RU в разделе «Журнал – Подписка»

Издание «Деловой журнал Neftegaz.RU»	1 выпуск	2 выпуска	6 выпусков	12 выпусков
Печатный журнал на русском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	6 558 руб.	13 116 руб.
Печатный журнал на английском языке	1 093 руб.	2 186 руб.	–	–
Электронный журнал	1 000 руб.	2 000 руб.	6 000 руб.	12 000 руб.
Печатный журнал на русском языке + электронная версия	1 593 руб.	3 186 руб.	9 558 руб.	19 116 руб.

- через Межрегиональное агентство подписки (МАП)
- Через подписное агентство «Урал-Пресс»

Подписной индекс 11407



Для корпоративных клиентов –  
особые условия!

# АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

## 1 Оборудование и инструмент в НГК

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура

1.5.2.8. Геофизическая аппаратура



Аппаратурно-программный комплекс для выполнения электроразведочных работ методом сопротивлений, естественного поля, вызванной поляризации, диагностики трубопроводов, исследований электрохимзащиты и т.п. Это аппаратно-программный комплекс, позволяющий проводить электроразведку несколькими методами.

### Особенности:

- Связь между генератором и измерителем по радиоканалу (запуск на начало и окончание генерации, установка настроек генератора – частоты и тока)
- Малый вес комплекта – около 1,1 кг
- Длительный срок автономной работы (до 5–7 дней)
- Пыле-влаго-ударозащищенность по классу IP-65
- Подогрев экрана (для работы при низких температурах)
- Пересчет dU в Rk
- Сохранение результатов в памяти прибора, с возможностью дальнейшей перекачки на ПК через USB-интерфейс в формате ПО «ЗОНД»
- Учет методики полевых работ – смотки – размотки, нумерации пикетов, размеров приемной и токовой линий, и др.
- Построение графиков зондирования на экране измерителя, как в ходе измерений, так и для архивных данных. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Генератор:	
Выходное напряжение	до 200 В
Диапазон выходного тока	0,5 – 100 мА
Диапазон частот	0 – 2500 Гц
Запуск на генерацию ручной или по радиоканалу от измерителя	
Погрешность стабилизации	1%
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50°C
Габариты	160 * 80 * 55 мм
Масса	0,6 кг
Измеритель:	
Диапазон частот	0 – 2500 Гц
Диапазон измерений	-5 – +5 В
Разрядность	АЦП 24 бит
Объем памяти	2 Мб
Интерфейс связи с ПК	USB
Синхронизация с генератором	Радиоканал 433 МГц
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50°C
Габариты	180 * 130 * 35 мм
Масса	0,55 кг

ЛУЧШАЯ В КАРИБСКОМ РЕГИОНЕ ПРОГРАММА ПОЛУЧЕНИЯ ГРАЖДАНСТВА, В ОБМЕН НА ИНВЕСТИЦИИ

THE BEST CITIZENSHIP BY INVESTMENT PROGRAMME IN THE CARIBBEAN REGION

ПОЛУЧИТЕ ГРАЖДАНСТВО ГРЕНАДЫ И ЛУЧШУЮ НЕДВИЖИМОСТЬ НА ОСТРОВЕ, ВСЕГО ЗА 4 МЕСЯЦА.

OBTAIN GRENADA CITIZENSHIP AND THE BEST REAL ESTATE ON THE ISLAND IN JUST 4 MONTHS.

УЗНАЙТЕ О ПРЕИМУЩЕСТВАХ

LEARN ABOUT THE BENEFITS

(495) 797-04-06

Г. МОСКВА, УЛ. МЯСНИЦКАЯ, Д. 46, СТР. 1  
46-1 MYASNITSKAYA ST, MOSCOW

# Инвестиции в РАЙ!

INVESTMENT IN PARADISE!

**KGTC** Keeping Good Traditions of Communication

ПЕРЕВОДЫ  
TRANSLATIONS

КОНСАЛТИНГ  
CONSULTING

ЖУРНАЛИСТИКА  
JOURNALISM

## ЦЕНТР РАЗВИТИЯ БИЗНЕС-КОММУНИКАЦИЙ

BUSINESS COMMUNICATION DEVELOPMENT CENTER

(495) 98-456-00 WWW.KGTC.RU MAIL@KGTC.RU

« Нефтяник никогда не положит голову себе на дорогу или на рельсы»

**В. Калюжный**



« Там, где есть мусульмане, есть нефть; обратное утверждение неверно»

**Ч. Иссави**



« За два года добыча нефти в России выросла на 400 тыс. баррелей»

**А. Новак**



« Говорят, что низкая инфляция сейчас – это результат повышения цен на нефть и укрепления рубля»

**Э. Набиуллина**



« Как будет реагировать на сокращение добычи наша экономика? Мы пошли на этот шаг сознательно»

**В. Путин**



« Нефтяной сектор весь должен быть приватизирован в ближайшие 7–8 лет»

**А. Кудрин**



« Есть серьёзные ограничения для потенциального роста, и с ними надо работать»

**М. Орешкин**



« Вопрос снижения государственного сектора через приватизацию – вопрос конкуренции»

**А. Силуанов**

« В качестве основных источников топлива нефть и газ будут уходить на второй план»

**Г. Греф**



### Kuramathi – неповторимое очарование Мальдив

Курорт Kuramathi Maldives расположен на уютном архипелаге атолла Расду. Протяженность Kuramathi составляет 1,8км. Остров венчает белоснежная песчаная отмель, которая добавляет эффектности идиллической картине с бирюзовыми ласковыми водами Индийского океана, тропической флорой и фауной. Курорт предлагает гостям 12 различных категорий вилл – от индивидуальных пляжных до очаровательных надводных с бассейном. Великолепным вариантом для семей и компаний друзей станут расположенные на пляже двухспальные апартаменты Two Bedroom Beach house: два этажа с отдельными входами предлагают просторные помещения для гостей.

душе даже самым взыскательным гурманам. А в одном из 7 баров курорта попробуйте экзотические коктейли. Просторы острова открывают возможности для разнообразных вариантов досуга и активного отдыха – от привычных пробежек к завораживающей песчаной отмели до погружений вглубь океана и исследования красоты домашнего рифа. В спа-центре Kuramathi Spa гостям предлагают восстанавливающие терапевтические процедуры. Юных гостей ждут захватывающие игры и развлечений в детском клубе Vageecha с развлекательными и образовательными программами на каждый день.

Насладитесь изумительными блюдами в одном из 12 ресторанов курорта, которые придутся по

Каждый найдет что-то по душе в этом райском уголке, который воплощает собой Мальдивы в их естественном состоянии.



# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Газпром нефть» впервые в мире начала добычу нефти с ледостойкой платформы «Приразломная» на арктическом шельфе России. Мы реализуем самый сложный технологический проект, доказывающий, что добыча нефти в экстремальных условиях Арктики может быть безопасной и эффективной.



реклама



Стремиться к большему

[WWW.GAZPROM-NEFT.RU](http://WWW.GAZPROM-NEFT.RU)