



FISHBONE

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ  
СКВАЖИНЫ  
С МНОГОСТАДИЙНЫМ  
ГРП



10 лет

# Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

[3] 2017

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

ИННОВАЦИИ  
В БУРЕНИИ



Входит в перечень ВАК

➤ **Надежность  
в партнерстве!**



Сибирская Сервисная Компания



➤ **Качество  
в работе!**

### ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ\*

- поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- разработка и сопровождение буровых растворов, подбор рецептур;
- цементирование скважин;
- услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения

➤ **Уверенность  
в будущем!**



АО «Сибирская Сервисная Компания»

Адрес (исполнительный аппарат):

125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9

e-mail: cck@sibserv.com

Тел./факс: +7 (495) 225-75-95

[www.sibserv.com](http://www.sibserv.com)

➤ Бурение нефтяных и газовых скважин



## ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

➤ Крупнейшие нефтегазоносные территории России:



➤ Текущий и капитальный ремонт скважин



Поволжский регион

НАО

ХМАО

Республика Коми

ЯНАО

Красноярский край

Якутия

Томская область

Иркутская область

Новосибирская область

➤ Разработка и сопровождение буровых растворов



➤ Цементирование скважин



## ПАРТНЕРЫ



## ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ\*

- поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- разработка и сопровождение буровых растворов, подбор рецептур;
- цементирование скважин;
- услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения



ФИЛИАЛЫ:

Нефтеюганский филиал: +7 (3463) 313-331

Ремонт скважин: +7 (3463) 313-340

ССК-Технологии: +7 (3463) 313-336

Управление цементирования скважин: +7 (3463) 313-334

Красноярский филиал: +7 (391) 278-87-90

Томский филиал: +7 (3822) 90-95-96

Ямальский филиал: +7 (3494) 23-99-99

real watches **for** real people



Реклама. Настоящие часы для настоящих людей. Швейцарские часы, производство с 1904 г. Орис. Калибр 112

#### Oris Artelier Calibre 112

Третья уникальная модель с мануфактурным механизмом впервые оснащена указателем «день-ночь» и индикацией поясного времени GMT.

Мануфактурный механизм с ручным 10-дневным заводом имеет единственный заводной барабан, нелинейный указатель запаса хода запатентованный ORIS, индикацию даты, функцию GMT и «день-ночь». Сборный стальной корпус (43 мм), сапфировое стекло с внутренним просветляющим покрытием, задняя крышка корпуса также из сапфирового стекла, серо-синий циферблат, ремешок крокодиловой кожи (Луизиана), водонепроницаемость 30 м.

#### БУТИК ORIS

+7 (495) 204 1906

Информация о точках продаж: [www.oris.ch](http://www.oris.ch)

**ORIS**  
Swiss Made Watches  
Since  1904

## Бурение в Арктике



20

## Сверхсложные технологии: скважина 380

24



# СОДЕРЖАНИЕ

## FISHBONE. Технологии будущего на Мессояхе



38

## Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП



54

Эпохи НГК 6

РОССИЯ **Главное**

Не количеством, а качеством 8

Позитивный год. Планы ТЭК 10

События 12

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Северные точки роста 14

НЕФТЕСЕРВИС

Бурение в Арктике 20

Сверхсложные технологии: скважина 380 24

Методы проведения ингибирования погружного скважинного оборудования 28

Влияние градиента температуры на устойчивость эластомера ВЗД при имитации спуско-подъемных операций 34

ТЕХНОЛОГИИ

Fishbone. Технологии будущего на Мессояхе 38

От лаборатории до скважины 42

Заземление в высокоомных грунтах 48

Хронограф 51

БУРЕНИЕ

Особенный подход к уникальному месторождению 52

Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП 54

Особенности применения ингибирующего раствора 59

## Особенности применения ингибирующего раствора

59

## Инновации в бурении



62

## Цементирование обсадных колонн



74

## Увеличение нефтеотдачи в карбонатных коллекторах



96

Инновации в бурении 62

Обеспечение устойчивости глинистых отложений при бурении разведочных скважин 66

ОБОРУДОВАНИЕ

Определение рациональных значений рабочих углов армирующих элементов буровых коронок 70

Цементирование обсадных колонн 74

SUMMIT INTERNATIONAL: Химические дозирующие насосы с питанием от солнечной энергии 76

ЭНЕРГАЗ: через профессиональную специализацию к качеству и надежности 78

ТРАНСПОРТИРОВКА

Логистика в ТЭК 84

Факторы транспорта нефти 87

Потоки северной нефти 92

ДОБЫЧА

Увеличение нефтеотдачи в карбонатных коллекторах 96

СОЦПРОЕКТЫ

Виртуальные условия повышения качества профессиональной подготовки буровиков 104

Забота о людях – залог успешного развития компании 106

ЭКОЛОГИЯ

ССК: качественный нефтесервис с приставкой ЭКО 110

ВЫСТАВКА

В Минэнерго обсудили ход подготовки выставки «Нефтегаз-2017» и ННФ 114

Нефтегаз. Life 116

Классификатор 118

Цитаты 120

## 158 лет назад

В 1859 году в штате Пенсильвания пробурена первая скважина глубиной 21 м. Она позволяла добывать 15 барр нефти в день.

## 153 года назад

В 1864 году впервые в России стала фонтанировать скважина, пробуренная в Краснодарском крае.

## 141 год назад

В 1876 году в СССР началась коммерческая добыча нефти на Челекенском полуострове на территории современной Туркмении.

## 112 лет назад

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

## 79 лет назад

В 1938 году открыты месторождения нефти в Кувейте и Саудовской Аравии.

## 48 лет назад

В 1969 году на нефтедобывающей платформе неподалеку от побережья Калифорнии произошла первая крупная экологическая катастрофа.

## 44 года назад

В 1973 году наложено первое нефтяное эмбарго.

## 3 года назад

В июне 2014 года «Роснефть» и ExxonMobil в составе консорциума «Сахалин-1» ввели в эксплуатацию платформу «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги, успешно выполнив установку верхнего строения на основании гравитационного типа.

## 1 год назад

В октябре 2016 года американская энергетическая компания Caelus Energy обнаружила крупное месторождение нефти на Аляске. Объем запасов нефти может составить 240–321 млн тонн.

### 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

**Менеджер по работе с клиентами**  
Антон Бородин

**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  
«МЕДИКОЛОП»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров



РЕКЛАМА



# РОСНЕФТЬ

ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
КОМПАНИЯ





JMMS обсудили выполнение обязательств по сокращению добычи нефти



Россия снизила добычу нефти на 185 тыс. барр в сутки



России нужны технологии, позволяющие снижать затраты на извлечение углеводородов и нивелировать зависимость от рыночной цены на нефть



США сегодня самая наукоемкая страна в мире

## НЕ КОЛИЧЕСТВОМ, А КАЧЕСТВОМ

**Анна Павлихина**

26 марта министры стран ОПЕК и не-ОПЕК (JMMS) собрались второй раз, чтобы обсудить выполнение обязательств по сокращению добычи нефти. Было отмечено, что страны придерживаются добровольно взятых на себя обязательств. Так, добыча нефти странами ОПЕК снижается второй месяц подряд и в целом достигла 94% оговоренного уровня сокращения.

Россия к настоящему времени снизила добычу нефти на 185 тыс. барр/сутки по сравнению с октябрём 2016 г. К концу апреля российские компании должны сократить добычу до 300 барр/сутки, т.е. до уровня, зафиксированного в соглашении. Эта планка будет сохраняться до середины года, т.е. до момента пересмотра или продления соглашения.

Однако на фоне сокращения добычи был отмечен рост запасов сырой нефти. Это связывают с сезонными факторами, такими как плановые ремонты на перерабатывающих предприятиях. Но эксперты считают такое явление временным и утверждают, что, когда ремонты на НПЗ закончатся, усилия добывающих компаний по стабилизации рынка окупятся сполна. Однако вознаграждения компании могут не дожидаться.

С одной стороны, нефтедобытчики пока ничего не потеряли, ведь снижение добычи не означает снижения экспорта. По признанию К. Молодцова, российские добывающие компании как раз собираются увеличить объемы поставок в первом полугодии. Так, за первый месяц 2017 г. Россия уже нарастила экспорт нефти на 4,8% – до 20,124 млн т, заработав при этом на 68,4% больше обычного. Российский бюджет также только выиграл от маневра.

С другой стороны, под ограничения добычи не попадает сланцевая нефть, чем, по всей логике, должны воспользоваться Соединенные Штаты, которые, очевидно, захотят нарастить добычу.



Сланцевая нефть дорогая. Поэтому низкие цены не способствуют увеличению ее добычи. В свою очередь, повышение котировок на мировом рынке способно активизировать добывающие компании в США. Если цена нефти снова достигнет комфортных 100 долл за барр, то, как прогнозируют аналитики, «нефть затопит мировые биржи», что приведет к очередному, возможно, еще большему ценовому обвалу.

Высокие или даже просто приемлемые цены дают мгновенный импульс для наращивания объемов добычи и выхода на рынок американской сланцевой нефти. И, конечно, технологии не стоят на месте. США сегодня самая наукоемкая страна в мире, давно перегнавшая европейские страны и тем более Россию по уровню инвестиций в академическую и прикладную науку. Последняя, в свою очередь, трудолюбиво обрабатывает уделенное ей политическое и финансовое внимание, снабжая бюджетобразующие отрасли новыми разработками, удешевляющими добычу, в том числе и сланцевой нефти.

В условиях, когда компании вынуждены идти за нефтью на арктические и шельфовые месторождения, а сама нефть становится трудноизвлекаемой, рентабельность добычи (а зачастую и просто ее возможность) определяется доступом к современным технологиям. Именно они позволяют снижать затраты на извлечение углеводородов и нивелируют зависимость от рыночной цены на нефть. При отсутствии технологий наращивать добычу нефти будет довольно трудно, даже если соглашение и не будет продлено.

В отличие от прогнозов специалистов МЭА, предполагающих, что сокращение добычи приведет к дефициту уже в первом полугодии текущего года, в ОПЕК считают, что введенные ограничения сбалансируют рынок.

Россия остается сторонницей стопроцентного соблюдения соглашения. На начальных этапах достаточно выгодно продавать излишки по сходной цене и сейчас весь вопрос в том, будет ли соглашение продлено.

Конкурировать в области нефтедобычи с США уже невозможно только политическими методами. Количественная борьба за месторождения в очень скором времени уступит место качественной борьбе технологий, в которую Россия рискует вступить безоружной. ●

## ПОЗИТИВНЫЙ ГОД. ПЛАНЫ ТЭК

Елена Алифирова

Заседание Общественного совета при Минэнерго РФ 17 марта 2017 г. прошло под председательством Г. Грефа. С докладом о деятельности министерства в 2016 г и планах на 2017 г. выступил министр энергетики РФ А. Новак, который итоги 2016 г. позитивными, отметив рекордные показатели по добыче нефти и угля. А по газу была переломлена многолетняя тенденция к снижению объемов добычи. По словам министра в 2016 г. Россия добыла 547,5 млн т нефти, заняв 12,4% в мировой добыче и опередив по объемам Саудовскую Аравию, США, Ирак и Китай. В 2017 г. добыча нефти и газового конденсата в России увеличится до 548 млн т. В 2018 г. ожидается рост до 553 млн т, а в 2019 г. эта полка добычи сохранится. Пока же Россия сокращает добычу нефти.

В качестве одного из позитивных моментов 2016 г был отмечен рост капвложений в нефтяной отрасли России до 1,21 трлн руб. В 2016 г в России было добыто 640,2 млрд м<sup>3</sup> газа, в 2017 г. ожидается небольшой рост – до 640,5 млрд м<sup>3</sup>. В 2018 г. этот показатель вырастет до 648,3 млрд м<sup>3</sup>, а в 2019 г. – до 656 млрд м<sup>3</sup>.

На 2017 г. одной из ключевых задач Минэнерго РФ станет утверждение проекта Энергетической стратегии РФ до 2035 г. Вступление в силу этого документа позволит обеспечить потребности социально-экономического развития страны, совершенствовать территориально-производственную структуру ТЭК и обеспечить технологическую независимость энергетического сектора.

Еще одна важная задача – утверждение генеральных схем развития нефтяной и газовой отраслей до 2035 г. Она будет включать Восточную газовую программу и концепцию развития внутреннего рынка газа. Говоря о перспективах газификации, А. Новак отметил, что Россия никогда не будет газифицирована на 100% объяснив это экономической неэффективностью. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

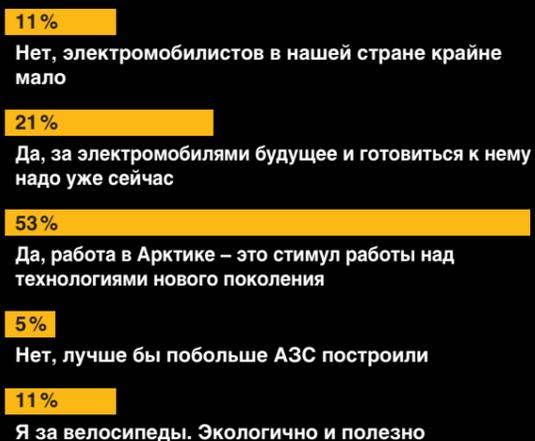
Европарламент принял резолюцию о запрете добывать нефть и газ в арктических водах ЕС. Документ поддержали почти все депутаты. Что подтолкнуло к принятию такого решения?

### Что стоит за запретом Евросоюза добывать углеводороды в Арктике?



Московская объединенная электросетевая компания) в течение 2017 г планирует дополнить в Московской области сеть «МОЭСК-EV» еще 10 электростанциями для электромобилей, которые преимущественно будут размещены на площадках торгово-развлекательных центров и АЗС. Но надо ли уже сейчас строить такое количество зарядных станций?

### Нужно ли увеличивать количество зарядных станций для электромобилей?



ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ  
**CROCUS-L**

МЕЖПОВЕРОЧНЫЙ  
ИНТЕРВАЛ **5** ЛЕТ

Выборы президента  
Запуск нового производства  
Цены на нефть

Северный поток

Обвал рынка акций  
Газовые войны  
Слишком капиталов

Отмена пошлин

Новый глава Роснефти

Второй виток ВЭМО

Продажа квот

Босуранская ТЭС запущена

Второй виток кризиса

Южный поток

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили



### Продуктивность баженовской свиты оценят в ХМАО

РуссНефть запустила пилотный проект по строительству скважин на Средне-Шапшинском месторождении, на котором компания будет изучать Баженовскую свиту.

В 2017 г. компания намерена пробурить на месторождении 16 новых скважин на 3-х кустовых площадках. Продуктивность отложений свиты напрямую связана с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), которое обусловлено отсутствием первичной миграции углеводородов в традиционные пласты-коллекторы. Наличие зон АВПД улучшает свойства коллекторов, при этом растет время естественной эксплуатации месторождений без применения вторичных методов. Но, при этом растут угрозы осложнений при бурении скважин. Для прогнозирования АВПД используют различные виды каротажа, сейсморазведку, данные бурения. Учитывая наличие зоны АВПД, уникальной для Баженовских отложений, при бурении на Средне-Шапшинском месторождении применяют инновационный сервис прогнозирования АВПД.

Новый сервис базируется на комплексном подходе: работа оборудования выстраивается на основе инженерных расчетов, что позволяет минимизировать риски при бурении скважин. Ресурсы Баженовской свиты Средне-Шапшинского месторождения оцениваются в более чем 40 млн т.

### Нефть из коралловых рифов

В рамках реализации Технологической стратегии Газпром нефть разработала программу внедрения новых технологий для добычи нефти из карбонатных и трещиноватых коллекторов. К ним относится более 40% извлекаемых запасов компании (почти 600 млн т углеводородов). На месторождениях Газпром нефти около 40% остаточных запасов содержится в карбонатных коллекторах. Наиболее крупными активами с такими залежами являются Восточный участок Оренбургского НГКМ, Куюмбинское и Чонские месторождения в Восточной Сибири, проект Бафра в Ираке, Приразломное месторождение на шельфе Печорского моря. Новая программа разработана Научно-техническим центром Газпром нефти и включает в себя

12 технологических проектов в сфере геологоразведки (ГРП), разработки месторождений, бурения скважин и добычи нефти.

В частности, на Чонском проекте будут применяться технологии интенсификации добычи из карбонатного коллектора, поры которого частично заполнены солью и не пропускают нефть. На Куюмбинском месторождении ведется подбор технологии кислотного ГРП, а на Восточном участке Оренбургского месторождения технологические решения направлены на поиск оптимальных режимов работы скважин.

### Расконсервировать законсервированные скважины

РН-Сахалинморнефтегаз успешно завершил строительство энергокомплекса Катангли на одноименном месторождении и приступил к пуско-наладочным работам. Как сообщили 1 марта 2017 г. в Роснефти, блочно-модульный энергетический комплекс стал 1м из крупнейших в Сахалинской области. Суммарную мощность 12 МВт обеспечивают 6 газопоршневых агрегатов, способных работать на ПНГ. Кроме того, 5 котлоагрегатов могут вырабатывать 125 т/час технологического пара. Всего в составе энергокомплекса более 20 зданий и сооружений: трансформаторная подстанция 6/35 кВ, участок электрогенерации, автоматическая газораспределительная станция, котельная и др.

С запуском энергокомплекса на промысле Катангли ожидается возобновление добычи на законсервированных скважинах, что обеспечит прирост суточной добычи более чем на 30%.

### Многостадийный ГРП от ЛУКОЙЛА

ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь провела опытно-промышленные работы по внедрению новых технологий для проведения многостадийного ГРП. Компания протестировала модернизированные компоновки при заканчивании скважин для проведения МГРП на месторождениях в ХМАО. За счет этого компания смогла добиться более высокого дебита скважин по сравнению с традиционными методами. В состав компоновки, помимо подвески хвостовика и оснастки для проведения ГРП, входят разбухающие пакеры с гибридными эластомерами. Опытно-промышленные работы велись на 5 скважинах Имилорского и Тевлинско-Русскинского месторождений. Применение гибридных эластомеров обеспечивает стопроцентную изоляцию зон ГРП, существенно сокращает временные издержки при спуске компоновки, а также полностью исключает технологические риски, так как эластомеры способны разбухать в любой скважинной жидкости.

### Многостадийный ГРП от Газпром нефти

На Новопортовском месторождении Газпромнефть-Ямал успешно провела 20-стадийный ГРП по «бесшаровой» технологии. Данный метод впервые применяется при освоении залежей углеводородов на Ямале и основан на применении многофазовых сдвижных муфт, позволяющих открывать и закрывать отдельные порты ГРП. Такая конструкция позволяет в процессе дальнейшей эксплуатации скважины отсекав или отдельные трещины для предотвращения притока

воды и газа, или все одновременно — для проведения повторного МГРП. Использование специальных скользящих муфт ГРП позволяет оптимизировать ГРП, изолируя непроекартные, обводненные или газонасыщенные интервалы. Пакерная установка опускается ниже первой скользящей муфты. Выступы локатора муфт перемещением установки вверх по стволу фиксируются в пазу, расположенном внизу скользящей муфты. Под весом колонны ГНКТ активируется пакер ГРП многократной установки. Стартовый суточный дебит 1-й из скважин составил 188 т нефти. Запуск 2-й скважины намечен на ближайшее время.

### В глубину Якутских подземелий

В Красноярском крае и Якутии Росгеология проведет актуализацию мест заложения параметрических скважин, строительство которых позволит провести изучение нефтегазоносных областей. Предполагается заложить скважины: Тынепская 215, Среднеилимпейская 283, Вилюйканская 1, Туобуйская 365, Дулюшминская 1.

Они позволят провести изучение Катангской, Южно-Тунгусской, Северо-Тунгусской, Сюгджерской и Вилюйской нефтегазоносных областей. Итогом реализации проекта станет корректировка места заложения скважин на основе построенной геологической модели и разработка рекомендаций по проведению дальнейших геологоразведочных работ (ГРП) на территории. Завершить работы планируют к концу 2018 г. ●



# СЕВЕРНЫЕ ТОЧКИ РОСТА

## ДОБЫЧА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В АРКТИЧЕСКОЙ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

В СЕНТЯБРЕ 2016 ГОДА В ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ ВВЕДЕНО САМОЕ СЕВЕРНОЕ ИЗ НЕФТЯНЫХ МАТЕРИКОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СТРАНЫ – ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОСВАИВАЕМОЕ НА ПАРИТЕТНЫХ НАЧАЛАХ КОМПАНИЯМИ «РОСНЕФТЬ» И «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» (ПОСЛЕДНЯЯ – ОПЕРАТОР ПРОЕКТА). ПО СЛОВАМ ГЛАВЫ «ГАЗПРОМА» АЛЕКСЕЯ МИЛЛЕРА, НОВЫЙ АРКТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ СТАНЕТ ВАЖНЫМ ЗВЕНОМ МОЩНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ЗАПОЛЯРЬЕ

Мария Кутузова

### На вечной мерзлоте

Уже к середине февраля 2017 г. на Восточной Мессояхе был извлечен первый миллион тонн нефти. Показатель достигнут менее чем за 5 месяцев с начала ввода в эксплуатацию месторождения, что стало возможным благодаря применяемым здесь современным геолого-техническим методам: впервые на этом активе компания-оператор начала массовое бурение скважин по технологии фишбон. Как отмечают в «Газпром нефти», основные пласты на Восточно-Мессояхском – терригенные коллекторы, с крайней прерывистостью по площади и разрезу. Сложное геологическое строение месторождения потребовало применения новейших методов бурения строительства скважин (в том числе многозабойных), а также поддержания пластового давления.

Так, например, скважина №380, построенная на Восточной Мессояхе осенью прошлого года, обладает уникальными характеристиками. По словам Айдара Сарварова, генерального директора «Мессояханефтегаза» (совместное предприятие «Газпром нефти» и «Роснефти»), технологии, применяемые при освоении Восточно-Мессояхского месторождения, позволяют существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков в сложных геологических условиях и наличии 400-метрового слоя многолетнемерзлых пород. Кроме того, передовые практики способствуют защите уникальной экосистемы Арктической зоны благодаря сокращению площади участков под буровые работы.

Восточно-Мессояхский лицензионный участок расположен на Гыданском полуострове в Тазовском районе Ямало-Ненецкого АО, в 150 км от ближайшего поселка Тазовский. Проект удалось запустить в строй в короткий срок в условиях отсутствия промышленной и транспортной инфраструктуры. Тем не менее, в течение 2015–2016 годов добывающие компании и подрядчики доставили на Восточную Мессояху более 400 тыс. т грузов водным транспортом и по зимним автодорогам. На месторождении применен ряд современных технических и инженерных решений, благодаря которым Восточно-Мессояхское месторождение удалось обустроить менее чем за три года. К середине февраля текущего года на месторождении действовали 94 эксплуатационные нефтяные скважины, а показатель среднесуточной добычи вышел на 7,3 т нефти.

Месторождения соединены с магистральной нефтетранспортной системой «Заполярье-Пурпе» трубопроводом протяженностью в 98 км. От низких арктических температур трубопровод защищен слоем теплоизоляции. Для подготовки к транспортировке высоковязкую нефть Восточно-Мессояхского месторождения подогревают на центральном пункте сбора нефти. Кроме того, для сохранения слоев многолетней мерзлоты подводящий нефтепровод был возведен над землей на специальных опорах, оборудованных

### ФАКТЫ

1-й МЛН

тонн нефти был извлечен на Восточной Мессояхе в феврале 2017 г.

400 ТЫС.

тонн грузов доставили на Восточную Мессояху добывающие компании и подрядчики водным транспортом и по зимним автодорогам

7,3 Т

нефти составила среднесуточная добыча к середине февраля 2017 г.

системой термостабилизации. Трубопровод оборудован балочными переходами через водные преграды, а также специальными проходами для миграции животных. Подводные переходы нефтепровода через реки построены методом наклонно-направленного бурения, что позволило сохранить неизменным природные реки. Согласно планам «Газпром нефти», в текущем году объемы бурения на Восточно-Мессояхском вырастут в два раза, а бурение будет вестись 19 станками одновременно: в зимний сезон на месторождение были доставлены 11 новых буровых установок.

Объем капиталовложений в освоение Восточно-Мессояхского месторождения уже превысил 85 млрд рублей. В текущем году «Газпром нефть» собирается инвестировать в месторождение порядка 20 млрд рублей, а до 2040 г. оба партнера по проекту планируют вложить в проект 256 млрд рублей. По словам первого заместителя генерального директора компании Вадима Яковлева, до конца текущего года в рамках проекта планируется добыть 3 млн т нефти, а в 2018 г. извлечь на Восточной Мессояхе порядка 4 млн т нефти. Пик добычи в объеме в 5,6 млн т в год планируется уже на 2020 г. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются сегодня в 340 млн т.

Самый северный нефтяной проект станет одной из точек роста производства углеводородного сырья в 2017 г. в компании. В основе планов прироста нефтедобычи в компании четыре главных upstream проекта: иракская Бадра, Куюмба, Мессояха и еще один арктический проект – Новый Порт. Именно эти проекты должны позволить выйти «Газпром нефти» в этом году на уровень добычи в 89,2 млн т (+3% по сравнению с 2016 г., по итогам которого компания достигла показателя 86,2 млн т н. э. углеводородов.

«Освоение российской Арктики – стратегическое направление «Газпрома». В этом труднодоступном регионе с колоссальным потенциалом мы последовательно запускаем

в разработку новые газовые и нефтяные месторождения, строим необходимую инфраструктуру», – отмечает Алексей Миллер.

Весной прошлого года нефтяная дочка «Газпрома» запустила в эксплуатацию уникальный морской нефтеналивной терминал «Ворота Арктики», предназначенный для круглогодичной отгрузки нефти Ямала. По словам Вадима Яковлева, до конца текущего года «Газпром нефть» надеется задействовать в проекте несколько новых танкеров, а к 2020 г. – два ледокола, благодаря которым проект «Новый Порт» сможет выйти на добычу в 8 млн т нефти в год. В настоящее время морская транспортно-технологическая система проекта обеспечена двумя многофункциональными ледокольными суднами – «Балтика» и «Владислав Стрижов», предназначенных для круглогодичного обслуживания нефтеналивного терминала и ликвидации нештатных ситуаций. Для сопровождения арендованных танкеров с нефтью используются атомные ледоколы «Атомфлота».

Согласно планам, до конца 2017 г. Выборгский судостроительный завод передаст «Газпром нефти» построенные по заказу компании два многоцелевых дизель-электрических ледокола новейшего поколения Aker Arc130A. Проект этого судна был разработан финской компанией и успешно прошел ледовые модельные испытания в ледовом бассейне Aker Arctic в Хельсинки, а также в условиях открытой воды – в бассейне VTT (также в столице Финляндии) и лаборатории мореходности Крыловского ГНЦ в Санкт-Петербурге. Ледоколы новейшего поколения Aker Arc130A мощностью 22 МВт будут иметь длину около 122 м, ширину главной палубы (включая отбойные конструкции) – 26 м, осадку – 8 м. Кроме того, специально для проекта «Новый Порт» строится шесть танкеров класса Arc7, которые смогут работать в сложных арктических условиях и не потребуют ледокольного сопровождения при следовании по маршруту Мурманск – Обская Губа.

### «Ворота Арктики»

Новопортовское – одно из самых крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал (по запасам жидких углеводородов – крупнейшее). Расположено в 30 км от побережья Обской губы. Извлекаемые запасы категорий С1 и С2 составляют более 250 млн т нефти и конденсата, а также более 320 млрд м<sup>3</sup> газа. ООО «Газпромнефть-Ямал» (до 2016 г. – «Газпром нефть Новый Порт») – дочернее предприятие компании «Газпром нефть», созданное в 2011 г. специально для реализации проекта «Новый Порт», занимается освоением Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (в т. ч. созданием инфраструктуры по добыче и отгрузке углеводородов).

Месторождение было открыто в середине двадцатого века. Уже в 1964–1970 годах на

### ФАКТЫ

**20** млрд

рублей собирается инвестировать «Газпром нефть» в месторождение в 2017 г.

**256** млрд

рублей планируют вложить в проект до 2040 г.

нем было пробурено более 30 разведочных скважин. Однако отсутствие решений по экономически эффективному вывозу сырья на много лет «заморозило» разработку запасов. После того как в 2011 г. «Газпром нефть» доказала возможность вывоза нефти с Ямала Северным морским путем через Обскую губу, компания начала подготовку к полномасштабной разработке своего арктического актива. Сейчас рентабельная добыча нефти на этом промысле «Газпром нефти» рассчитана до 2044 г., но, согласно технологической схеме разработки, добыча на месторождении возможна и до 2150 г. Это один из самых дорогих проектов «Газпром нефти»: вложения в проект за последние три года превысили 180 млрд руб. Объем суммарных инвестиций до 2045 года составит 435 млрд рублей. Суммарные налоговые поступления в бюджеты всех уровней от проекта в этот период составят 1,7 трлн рублей.

Запуск 25 мая 2016 г. терминала «Ворота Арктики», мощностью по перевалке нефти составляет до 8,5 млн т в год, позволил компании круглогодично отгружать нефть, добываемую на Ямале, на танкеры для дальнейшей транспортировки по Северному морскому пути. Это единственный в мире терминал, расположенный в пресных водах за Полярным кругом. Морской терминал «Ворота Арктики» является уникальным сооружением: рассчитан на работу в экстремальных природно-климатических условиях, имеет двухуровневую систему защиты и отвечает самым жестким требованиям области промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Оборудование терминала полностью автоматизировано и надежно защищено от гидроударов. Специальная система позволяет мгновенно производить расстыковку терминала и танкера, сохраняя герметичность разъединяемых элементов. Технология «нулевого сброса» исключает попадание любых посторонних веществ в акваторию Обской губы, что крайне важно для сохранения хрупкой экологии Арктики. Кроме того,

подводный трубопровод, соединяющий терминал с прибрежным резервуарным парком, защищен дополнительной бетонной оболочкой.

Сейчас объем отгрузки нефти «Нового Порты» составляет до 15 тыс. т в сутки. Всего в 2016 г. на месторождении добыто 2,9 млн т нефти. Как сообщают специалисты «Газпромнефть-Ямал», с полным вводом в эксплуатацию Центрального пункта сбора нефти инфраструктура Новопортовского месторождения позволит обеспечить перекачку 5-6 млн т нефти в год. Показателя в 5 млн т предполагается достичь уже в текущем году, а в 2018 г. выйти на уровень в 6,3 млн т нефти.

Нефть, добываемая на Новопортовском месторождении, выделена в отдельный сорт, получивший название Novu Port, и относится к категории легких. По низкому содержанию серы (около 0,1%) она превосходит не только российскую смесь Urals, но и европейский маркерный сорт Brent. Кроме того, нефть Novu Port практически безводная и отличается низким содержанием примесей, а значит, почти не требует дополнительной подготовки. Нефть Novu Port – весьма ценное сырье для европейских нефтеперерабатывающих заводов.

«Новый Порт» считается один из самых технологичных проектов «Газпром нефти». Добыча углеводородов ведется в сложных климатических условиях. Зимой температура воздуха в районе Новопортовского месторождения может достигать -55°C. На промысле апробируются технологии бурения в условиях арктических широт и вечной мерзлоты. Так, в 2016 г. «Газпром нефть» впервые на полуострове Ямал пробурила скважину с длиной горизонтального ствола 2 км.

Более 80 % оборудования, используемого на Новопортовском месторождении, – российского производства, выпущено на отечественных машиностроительных, металлургических заводах и мощностях научно-технических объединений. Так, например, нефтепроводная инфраструктура на месторождении оборудована российскими системами управления, обогрева и мониторинга, позволяющими контролировать его целостность в режиме реального времени. Для миграции животных под трубой предусмотрены специальные переходы. Для поддержания вечномерзлых грунтов в естественном состоянии при возведении производственных объектов, административных и социально-бытовых построек применяются термостабилизаторы российской сборки. Также для наблюдения за температурами грунтов у оснований сооружений устанавливаются специальные термометрические скважины, оснащенные отечественными средствами измерений. К 2018 г. на месторождении предстоит запустить газотурбинную электростанцию на 96 МВт с возможностью увеличения мощности до 144 МВт. Новопортовская ГТЭС станет одной из крупнейших на Ямале. Для подачи электроэнергии с месторождения на объекты, расположенные



### ФАКТЫ

**3** млн т

нефти планируется добыть до конца 2017 г. на Восточной Мессояхе

в Мысе Каменном, будет проведена линия электропередач протяженностью 98 км.

Как отмечают в компании, все производственные объекты построены с учетом лучших мировых стандартов и применением решений, позволяющих минимизировать воздействие на окружающую среду и гарантировать надежную работу в сложных климатических условиях. В рамках своей экологической программы «Газпромнефть-Ямал» ведет работу по восстановлению водных биологических ресурсов Обской губы. Ведется регулярный мониторинг состояния окружающей среды.

Сейчас проект вошел в активную фазу. В пиковые периоды на Новопортовском месторождении работали более 7 тыс. человек – сотрудников «Газпром нефти» и подрядных организаций. Для их комфортного проживания построены вахтовые комплексы. В настоящее время для сотрудников «Газпромнефть-Ямала» дополнительно возводятся жилой комплекс на 600 мест на Новопортовском месторождении и вахтовый жилой комплекс на приемо-сдаточном пункте в Мысе Каменном (на 150 человек). Ввод объектов запланирован на 2017 г.

В районе реализации проекта проживает наибольшее в ЯНАО число представителей коренных малочисленных народов Севера – около 11 тыс. человек, половина из которых ведут кочевой образ жизни. «Газпромнефть-Ямал» оказывает материальную помощь кочевникам, находящимся в трудной жизненной ситуации, участвует в различных социальных проектах, а также организации авиаперевозок и осуществляет доставку продуктов питания в труднодоступные районы.

### Новые подходы для Арктики

Применение новых технологий для эффективной и безопасной добычи нефти в условиях вечной мерзлоты – один из ключевых приоритетов компании. В июне 2016 г. в «Газпром нефти» была принята программа «Обустройство месторождений в сложных климато-географических условиях», в рамках общей технологической стратегии блока разведки и добычи. Задача программы состоит в том, чтобы зафиксировать лучшие практики, которые уже применяются при строительстве на разных проектах компании, выбрать и опробовать новые технологии и подготовить типовые решения для капитального строительства, которые позволят сократить время на поиск нужной технологии и снизить вероятность ошибки.

Работа в сложных климатических условиях далеко не новость для нефтегазовых компаний. Крупные месторождения сегодня, как правило, расположены не в самых доступных местах. Суровый климат, большие расстояния до ближайшего жилья и проблемы с транспортной инфраструктурой – все это может обернуться большими сложностями при их обустройстве, а значит, и большими затратами. Как отмечают в компании, любая лишняя тонна груза становится критичной, если ее необходимо доставлять за тысячи километров по зимникам, а неверные логистические решения могут привести к многократному росту и без того немалых расходов.

Новый Порт и Мессояха реализуются в зоне вечной мерзлоты. Как объясняют специалисты «Газпром нефти»: грунт здесь тысячелетиями пребывает в замерзшем состоянии, и тепло от возведенных объектов не должно приводить к его оттаиванию, иначе почва «поплывет» начнет проседать, повреждая и разрушая сооружения. С целью соблюдения температурного баланса, трубопроводы здесь прокладывают не в земле, а на опорах. Важно, чтобы тепло от трубы, по которой идет горячая нефть, не передавалось в грунт. Поэтому сваи под опорами снабжают термостабилизаторами – специальными трубками, отводящими тепло из почвы в окружающую среду. Здания и резервуары в этих регионах также возводят на сваях и поднимаются над землей так, чтобы тепло не передавалось грунту.

Как отмечают в компании, на стоимость строительства трубопроводов влияет множество

#### ФАКТЫ

**5,6** МЛН

составит пик добычи к 2020 г.

**89,2** МЛН

тонн планирует добыть «Газпром нефть» в 2017 г.

разных факторов: материал трубы, конструкция опор, толщина слоя теплоизоляции, использование систем электрообогрева, выбор оптимальной длины труб. Так при возведении напорного нефтепровода на Мессояхе применение материала трубы более высокого класса прочности позволило снизить общую стоимость строительства: снизилась металлоемкость, вес трубы, что позволило сократить количество опор и сэкономить на строительно-монтажных работах и доставке оборудования.

В «Газпром нефти» приводят пример экономии на материале в рамках реализации проекта на Новопортовского месторождения. При прокладке трубопроводов на кустовых площадках, как правило, используется лучевая схема, когда от каждой скважины к замерному узлу идет отдельная труба. Но в условиях вечной мерзлоты они располагаются над землей на опорах, и это резко повышает металлоемкость и стоимость всего объекта. «В качестве решения проблемы для Нового Порта была предложена и рассмотрена двухтрубная система, состоящая из одной трубы-коллектора и одной замерной линии. Такая схема требует увеличения количества задвижек, но при этом упрощается узел замерной установки и заметно снижается металлоемкость системы в целом. В будущем обустройство кустовых площадок на вечномерзлых грунтах будет вестись именно по этой схеме», – сообщили в компании.

Еще одно направление развития арктических технологий для нефтяников – использование при строительстве на объектах нефтедобычи готовых модульных блоков, что позволяет в условиях холодного климата быструю сборку. По словам специалистов, сегодня многие насосные станции, столовые, административно-бытовые комплексы, общежития и многое другое поставляются в виде готовых блоков со всем необходимым оборудованием. С помощью новых подходов и технологий «Газпром нефть» сегодня успешно осваивает российскую Арктику. ●



**ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ**

консорциум геологоразведочных предприятий



## Единая цель — едиными силами!

ПРОЕКТЫ ГРР • БУРОВЫЕ И НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ  
• ПРОЕКТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС



# БУРЕНИЕ В АРКТИКЕ

В КОНЦЕ СЕНТЯБРЯ 2016 Г. В РЕЖИМЕ ТЕЛЕМОСТА В. ПУТИН ДАЛ СТАРТ КРУПНЕЙШЕМУ АРКТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ – ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ. ПРЕЗИДЕНТ РОССИИ ТОРЖЕСТВЕННО ПОБЛАГОДАРИЛ ВСЕ КОЛЛЕКТИВЫ, КОТОРЫЕ УЧАСТВОВАЛИ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ МЕССОЯХИ. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗДЕСЬ ТРЕБУЮТ ПРИМЕНЕНИЯ УНИКАЛЬНЫХ НОВЕЙШИХ ТЕХНОЛОГИЙ, А АНОМАЛЬНО НИЗКИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЕЛАЮТ РАБОТУ ТРУДНОВЫПОЛНИМОЙ. КОМУ БЫЛО ДОВЕРЕНО ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ТЕРРИТОРИИ И КАК ПРОВОДИЛОСЬ БУРЕНИЕ НА ОДНОМ ИЗ САМЫХ СЕВЕРНЫХ МАТЕРИКОВЫХ УЧАСТКОВ?

*AT THE END OF SEPTEMBER 2016 IN A TELECONFERENCE, VLADIMIR PUTIN GAVE A START TO THE LARGEST ARCTIC PROJECT: FULL-SCALE COMMERCIAL OPERATION OF THE EAST MESSOYAKHA OILFIELD IN THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT. THE PRESIDENT OF RUSSIA IN A FORMAL CEREMONY THANKED ALL THE TEAMS INVOLVED IN THE DEVELOPMENT OF THE EASTERN MESSOYAKHA. A UNIQUE GEOLOGY OF THIS FIELD REQUIRES NEW AND EXCEPTIONAL TECHNOLOGY, WHILE SUBNORMAL TEMPERATURES MAKE ANY WORK DIFFICULT TO ACCOMPLISH. SO WHO WAS THAT ENTRUSTED WITH THE HONOR TO DEVELOP THIS ARCTIC TERRITORY AND HOW DID THEY MANAGE TO DRILL ONE OF THE NORTHERNMOST AREAS ON THE CONTINENT?*

Ключевые слова: бурение, зарезка боковых стволов, Мессояхское месторождение, горизонтально-направленное бурение, Сибирская Сервисная Компания, поисково-разведочное бурение.

## Капризы Мессояхского месторождения

Мессояхская группа месторождений это не просто северные месторождения. Они расположены всего в 250 км от Северного полярного круга. Зимой температура воздуха на месторождении достигает минус 60°C. А зима здесь длится 9 месяцев. К экстремально низкой температуре и короткому световому дню добавляются сильные ветра с порывами до 40 м/сек, что наряду с частыми метелями существенно ограничивает работу промысла. Несмотря на все сложности, самый северный материковый промысел был построен всего за 3 года.

Помимо сурового климата регион отличается особым геологическим строением почв. Особенности залегания продуктивного пласта (700–800 м) определили уникальность мессояхских скважин. Несмотря на то, что их глубина относительно небольшая, протяженность горизонтального участка часто превышает 1 километр. Восточно-Мессояхское месторождение предъявило самые строгие требования к разработчикам технологий. Специалистам пришлось в корне пересмотреть привычные методы добычи.

## Сервис технологий

Работа осложняется еще и тем, что каждая скважина региона индивидуальна и вскрывает неповторимый разрез. Сложная тектоника и большое количество разломов практически не оставляют простора для прогнозирования. Зачастую разрезы скважин, даже близко расположенных друг к другу, плохо коррелируются. Это касается и литологического строения и гидродинамических параметров пластов.

Справиться с вызовами АО «Мессояханефтегаз» помогли специалисты АО «Сибирская Сервисная Компания», имеющие богатейший опыт

## ФАКТЫ

Мессояхская группа месторождений расположена в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 250 километрах от Северного полярного круга, в арктической климатической зоне

В 1990 г.

Тазовская нефтегазоразведочная экспедиция, испытывав скважину № 35 на Восточном куполе, открыла нефтяную залежь

70 %

запасов нефти – тяжелая, высоковязкая, смолистая, с низким содержанием светлых фракций

разведочного и эксплуатационного бурения (ССК работает в отрасли с начала 2000 года).

Одна из стратегий ССК – привлечение высококлассных российских специалистов. Многие бригады имеют уникальный опыт бурения скважин «5-тысячников».

ССК активно занимается поисково-разведочным и эксплуатационным бурением скважин, наклонно-направленным бурением и его технологическим сопровождением, зарезкой боковых стволов, ремонтом скважин, подбором рецептур, разработкой и сопровождением буровых растворов, тампонажными работами. Постоянно находясь непосредственно на объекте ведения работ, специалисты ССК непрерывно контролируют процесс бурения посредством электромеханического оборудования (станция ГТИ), которым оборудована буровая установка. Основа успеха ССК – лучшие технологии, персонал и оборудование, которые позволяют существенно увеличить производственные и экономические показатели при строительстве скважин. Компания соблюдает контрактные сроки и выполняет работы с высокой эффективностью.

Доля компании в общем ежегодном объеме отечественного бурения составляет 7%



При разработке Восточно-Мессояхского месторождения специалисты ССК применили технологии, позволяющие существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков с учетом сложных геологических условий месторождения и наличия 400-метрового слоя многолетнемерзлых пород. А сокращение площади участков, отведенных под ведение буровых работ, способствовало защите уникальной экосистемы арктической зоны.

### Разведка бурением

В 2015 г. ООО «Газпромнефть-Развитие» провела конкурс среди буровых команд, строивших геологоразведочные скважины на проекте «Мессояха». Лучшей буровой командой (второй год подряд) признан коллектив, строивший скважину № 118. Генеральный подрядчик АО «Сибирская Сервисная Компания».

Бурение скважины на Мессояхском месторождении было проведено традиционным, турбинно-роторным способом, с применением полимерглинистых буровых растворов. Высокий показатель коммерческой и механической скорости достигнут за счет оптимального подбора пары «долото+ВЗД» (винтовой забойный двигатель).

Профессионализм и собственные технологии позволяют проводить весь комплекс работ без

Скважина № 118 относится к первой категории сложности (с АВГД).

Профиль скважины – вертикальная.

Проектная глубина – 3500 м (направление 426 мм – 100 м; кондуктор 324 мм – 550 м. Техническая колонна – 1300 м; экспл. колонна 168 мм – 3040 м; хвостовик 114 мм – 3500 м). Отбор керна – 75 м (в экспл. колонне и хвостовике).

Фактическая глубина – 3500 м, вертикальная, все колонны спущены в соответствии с проектом, керн отобран в полном объеме – общий вынос составил 98%.

Скважина бурилась силами бригады АО «ССК» №3

Бурового мастера Ткаченко М.М., супервайзеры по бурению Зырянов Е.В. и Корнев Н.А.

### ФАКТЫ

Ямал – полуостров на севере Западной Сибири, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа России. Длина 700 км, ширина до 240 км. Омывается Карским морем и Обской губой

**256** млрд

рублей составляют инвестиции до 2040 г.

**13**

кустовых площадок с коммуникациями построено к моменту запуска

привлечения иностранных подрядчиков. Именно благодаря организованной работе всех сервисных подрядчиков и буровой бригады, привлеченных к строительству скважины, и было обеспечено высокое качество проводимых работ.

Отбор керна производили спаренным керноотборочным снарядам по 18 м. Профессиональная работа геологической службы по литологическому расчленению разреза скважины позволила исключить дополнительные подбурки перед началом отбора керна в назначенных интервалах пластов.

Команде-победителю удалось безаварийно построить скважину на 3 суток ранее планируемого срока. Основными критериями, по которым комиссия оценивала работу команд, были повышение качества строительства скважин, соблюдение требований производственной безопасности и сокращение непроизводительного времени, затраченного на ремонт оборудования и решение организационных вопросов. Итогом выполнения этих условий становится сокращение цикла строительства скважины.

Высокий темп и отличное качество работ на Мессояхском месторождении удалось обеспечить благодаря опыту специалистов ССК, работающих на участке с 2011 г. На Мессояхских объектах действует только сработанный за долгие годы коллектив. ИТР имеет большой опыт в бурении (не менее 7 лет). Перед действительным

бурением каждой скважины буровики проводят «Бурение на бумаге» – особое совещание с участием всего персонала, задействованного на буровой, на котором рассматривается строительство скважины со всех сторон.

Время работ было сокращено за счет внедрения нового, современного оборудования, которым была укомплектована буровая установка, что позволило избежать временных затрат на ремонты. Основываясь на опыте ранее пробуренных скважин, специалистам ССК удалось не допустить и своевременно предотвратить возможные аварийные ситуации, а также усовершенствовать методики проводки скважины.

Немалую роль в обеспечении высокого качества работ сыграл и выбор подрядных организаций, персонал которых имеет только положительный опыт работы, как на данном месторождении, так и в целом по России.

### Технологии

Программа опытно-промышленных работ на Мессояхе завершилась весной 2015 года, что дало возможность перейти к эксплуатационному бурению.

Внедрение эффективных современных технологий строительства скважин – одна из важнейших задач ССК.

Комплексная работа специалистов ССК при разработке проектов и программ бурения обеспечивает полноценный обмен информацией между подразделениями всей компании, позволяет организовать наиболее эффективное взаимодействие подразделений при проектировании, строительстве и ремонте скважин.

Благодаря такому подходу, ССК обеспечивает заказчику не только высокие темпы работ, но и решает задачи высокоточного бурения при строительстве различных видов скважин и зарезке боковых стволов.

Большинство месторождений, разрабатываемых в настоящее время в России, довольно зрелые, что делает увеличение объемов нефтедобычи крайне актуальной задачей.

Существующие сегодня технологии позволяют ССК наиболее оптимально использовать горизонтально направленное бурение и помогают буровикам ставить перед собой новые цели.

Зарезка боковых стволов (ЗБС) может вернуть в рабочее состояние скважину, задействуя трудные для добычи участки пласта и повышая работу малодобитных скважин. Это увеличивает нефтеотдачу пластов и фактически заменяет уплотнение скважин, что помогает сохранить скважину и сэкономить многомиллионные капиталовложения в отрасль.

При ЗБС из скважин бездействующего фонда ССК применяет вырезание участка колонны и бурение с отклоняющего клина.



### ФАКТЫ

**84** МВт

мощность газотурбинной электростанции, обеспечивающей месторождение электроэнергией

**51**

эксплуатационная нефтяная скважина пробурена к моменту запуска промысла в эксплуатацию

Технологии ЗБС позволяют строить скважины точно по требуемому направлению, с любой глубиной, при любых углах наклона. Наибольший эффект возможно получить при бурении многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин.

Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже ее среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1–2 лет.

### Оборудование

При зарезке вторых стволов специалисты компании используют новое оборудование, как отечественное, так и импортное. Буровые установки АО «ССК» оснащены всем необходимым для качественного проведения работ при строительстве скважин. ●

KEY WORDS: *drilling, sidetracking, Messoyakha oilfield, horizontal directional drilling, Siberian Service Company, exploration drilling.*

# СВЕРХСЛОЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ: СКВАЖИНА 380

Елена Алифирова

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАСТАВИЛИ СПЕЦИАЛИСТОВ ИСКАТЬ НОВЫЕ ПОДХОДЫ К СПОСОБАМ ДОБЫЧИ: ОТ НЕСТАНДАРТНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ СКВАЖИНЫ ДО ИХ РЕКОРДНОЙ ГЛУБИНЫ И ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ОТХОДА

FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE FIELD PROMPTED EXPERTS TO SEEK NEW APPROACHES TO THE PRODUCTION METHODS: FROM NON-STANDARD STRUCTURAL FEATURES OF THE WELLS TO THEIR RECORD-SETTING DEPTH, AND LENGTH OF HORIZONTAL DEFLECTION

Ключевые слова: Мессояха, продуктивный пласт, скважина с большим отходом от вертикали, индекс сложности бурения, бурение в арктической зоне.

Первоначальные геологические исследования п-ва Гыдан, проведенные в середине прошлого столетия, дали исследователям неточные сведения и специалисты решили, что Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское месторождения, расположенные в этом регионе – это единая структура. Из-за такого ошибочного представления запасы Мессояхи изначально рассматривались разработчиками как единый объект.

В то время исследуемая геологическая структура получила свое название от пересекающей месторождения реки Мессояхи и стала называться Средне-Мессояхской. Чуть позже, в 70х годах сейсмологи обнаружили «месторождение-гигант» с двумя куполами: Западным и Восточным. В 1975 г., чтобы разведать единое уникальное месторождение, пробурили скважину посередине, но она оказалась пустой. Спустя почти 10 лет геологи открыли газовый пласт Западно-Мессояхского месторождения. А в 1990 г. Тазовская нефтегазоразведочная экспедиция, испытав скважину № 35 на Восточном куполе, открыла нефтяную залежь. Восточно-Мессояхское месторождение признали перспективным, но с окончанием советской эпохи о двух северных месторождениях на время забыли.

Восточно-Мессояхское месторождение имеет ряд особенностей, не раз заставляло специалистов отказываться

## ФАКТЫ

**340** МЛН Т

нефти и газового конденсата, а также 113 млрд м<sup>3</sup> составляют запасы Восточно-Мессояхское месторождение

**6** МЛН Т

тонн нефти в 2020 г. достигнет добыча на Восточном участке

от традиционных способов разработки и искать новые пути. К одной из таких особенностей относится глубина залегающего продуктивного пласта, достигающая 700–800 м, определившая уникальность пробуренных скважин. При этом протяженность горизонтального участка превышает километр.

После того, как представления о геологии месторождения были пересмотрены пришлось корректировать планы по бурению и вносить изменения в схему создания инфраструктуры.

Специалисты Мессояханефтегаза начали внедрение технологий более точной локализации запасов, более эффективной геологоразведки и бурения, были реализованы многочисленные программы геологического доизучения и опытно-промышленной разработки (ОПР) по бурению скважин различной конструкции в новых, более рискованных геологических зонах.

Особенность местности, уникальность месторождения и необходимость применения новых технологий поставили перед разработчиками задачи, выполнить которые было под силу только настоящим специалистам. К решению этих задач были привлечены сотрудники Центра сопровождения бурения Газпромнефть НТЦ.





**ФАКТЫ**

**30** лет

оценивается период разработки запасов Восточной Мессояхи

**70%**

запасов нефти – тяжелая, высоковязкая, смолистая и нефть с низким содержанием светлых фракций

**256** млрд

рублей прогнозируемые инвестиции в проект до 2040 г.

**16** °C

составляет температура пласта

Ответ прост.

Скважины с рекордным ERD – это эффективное, экологичное решение работы с удаленным коллекторам, позволяющее оптимизировать необходимые для разработки месторождения инвестиции в развитие инфраструктуры.

Дополнительную прибыль дает снижение капиталоемкости проектов полного освоения месторождений за счет снижения объемов строительства инфраструктуры (подъездных путей, трубопроводов, ЛЭП и др.).

Как пояснил гендиректор Мессояханефтегаза А. Сарваров, технологии, применяемые при освоении Восточно-Мессояхского месторождения, позволяют существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков с учетом сложных геологических условий месторождения и наличия 400-метрового слоя многолетнемерзлых пород.

Кроме того, передовые практики способствуют защите уникальной экосистемы арктической зоны благодаря сокращению площади участков под ведение буровых работ. ●

KEY WORDS: *Messoyakha, extended reach drilling, index of the complexity of the drilling, drilling in the Arctic.*

В круглосуточном режиме они оказывали экспертную поддержку и давали консультации на разных этапах работы.

При освоении Восточной Мессояхи было применено несколько новых технологий. Так, в сентябре 2016 г., за неделю до торжественного запуска промысла в эксплуатацию, была проведена сложнейшая операция по строительству скважины с уникальной траекторией. При глубине 830 м скважина № 380 имеет горизонтальный отход в 2 км, общая протяженность ствола составляет 2,7 км, а суммарная проходка с учетом бурения 2 пилотных стволов – 4,4 км.

Уникальная скважина была построена менее, чем за месяц, на ее строительство ушло 25 суток, фактический дебит составил 146 тонн нефти в сутки. Согласно мировой классификации скважин с большим отходом от вертикали (ERD – extended reach drilling) подобное соотношение горизонтального отхода к вертикальной глубине (2,4) относит построенную в Мессояханефтегазе скважину к сверхсложным, индекс сложности бурения (DDI) – 6,64 – один из самых высоких показателей в России. Для сравнения, в 2015 г. Петромиранда – СП Роснефти, PDVSA и Газпром нефти – построила скважину на проекте Хунин-6 в Венесуэлес DDI – 6,63, а индекс отношения отхода скважины к вертикали ERD – 4.44.

Зачем нужно ставить рекорды скважин с ERD?



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

НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ В РОССИИ

**ОБНОВЛЁННАЯ ВЕРСИЯ**

**ЧМЗАП 99908-010**

8МИ-ОСНЫЙ НИЗКОРАМНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП-ТЯЖЕЛОВОЗ С ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ РАМОЙ

грузоподъемность **100000 кг**  
 собственная масса / полная масса **26000 кг / 126000 кг**  
 нагрузка на су / 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 «УРАЛВТОПРИЦЕП»**

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



**XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 2017 ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ**

18-19 мая, Москва, «Балчуг Kempinski»

ОРГАНИЗАТОР



**СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017!**

**СУДЬБА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ НЕГАТИВНОЙ ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ И ЗАПАДНЫХ САНКЦИЙ**



**НОВОЕ!** Технический семинар «Проектирование, строительство и эксплуатация наземных и подводных трубопроводов: технологические вызовы сегодняшнего дня»

Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения

2,5 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ – первые итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов

Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

**14** ЛЕТ

ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ежегодно проходящему при поддержке ПАО «ГАЗПРОМ»

**130+**

ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ

**30+**

АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ

# МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИНГИБИРОВАНИЯ ПОГРУЖНОГО СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ПРАКТИКА БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ, ВЫПАДЕНИЯМИ СОЛЕЙ И ПОЯВЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМ СПОСОБОМ УДАЛЕНИЯ НАКОПЛЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ИНГИБИРОВАНИЕ И ПОДБОР НЕОБХОДИМОГО РЕАГЕНТА.

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ИНГИБИТОРНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ПРИВЕДЕНЫ АНАЛИТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО РАСТВОРИТЕЛЯ И ОБОСНОВАНИЯ ИХ НЕОБХОДИМЫХ ОБЪЕМОВ. ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ РАЗРАБОТАНЫ КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ИНГИБИТОРА В ЗАКАЧИВАЕМОМ РАСТВОРЕ ЛИБО ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЕ ПРОИЗВОДИТСЯ В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДАМИ АНАЛИЗА, ПРИВЕДЕННЫМИ В СООТВЕТСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (ТУ) НА РЕАГЕНТ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ДОЛЖНА БЫТЬ НЕ МЕНЕЕ 90%, Т.Е. ДОЛЖНО БЫТЬ ДОСТИГНУТО СНИЖЕНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В 10 И БОЛЕЕ РАЗ\*. В СЛУЧАЕ ЕСЛИ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ БУДЕТ НЕДОСТАТОЧНОЙ, НЕОБХОДИМО УВЕЛИЧИТЬ УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ИНГИБИТОРА, ЗАКАЧАТЬ ДРУГОЙ ИНГИБИТОР ИЛИ ИЗМЕНИТЬ ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОБРАБОТКИ

*PRACTICE OF PROTECTION FROM CORROSION, ASPHALTENE SEDIMENTS, SALTING-UP AND APPEARANCE OF MECHANICAL IMPURITIES SHOWS THAT THE MOST EFFECTIVE WAY TO REMOVE THE ACCUMULATIONS IS INHIBITION AND SELECTION OF REQUIRED REAGENT.*

*THIS ARTICLE DESCRIBES THE METHODS AND TECHNOLOGIES OF INHIBITORY TREATMENTS FOR DOWNHOLE EQUIPMENT. ANALYTICAL CALCULATIONS TO DETERMINE AN EFFECTIVE SOLVENT AND JUSTIFICATION FOR ITS REQUIRED VOLUME ARE PRESENTED. CRITERIA OF APPLICABILITY OF DIFFERENT METHODS OF CORROSION PROTECTION FOR OIL PRODUCTION ENTERPRISES ARE DEVELOPED. DETERMINATION OF INHIBITOR CONTENT IN THE INJECTED SOLUTION OR PRODUCED WATER IS CARRIED OUT IN ACCORDANCE WITH METHODS OF ANALYSIS GIVEN IN RELEVANT TECHNICAL SPECIFICATIONS (TS) FOR THE REAGENT. EFFECTIVENESS OF CORROSION INHIBITORS SHOULD NOT BE LESS THAN 90%, I.E. THERE SHOULD BE A REDUCTION OF CORROSION RATIO BY A FACTOR OF 10 AND MORE\*. IF INHIBITOR PROTECTION IS NOT SUFFICIENT, IT IS NECESSARY TO INCREASE THE INHIBITOR SPECIFIC FLOW, INJECT ANOTHER INHIBITOR OR CHANGE THE TREATMENT PERIODICITY*

Ключевые слова: коррозия, ингибитор коррозии, подбор реагента, гравиметрия, технические условия, газлифтные клапаны, методы обработки.

**Булчаев Нурди Джамалайлович,**  
Сибирский федеральный университет  
к.т.н., доцент, заведующий кафедрой  
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»,  
Институт нефти и газа

**Позднякова Наталия Николаевна,**  
Сибирский федеральный университет  
ассистент кафедры  
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»,  
Институт нефти и газа

Подачу ингибитора коррозии (реагента комплексного действия) в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующими способами [1]:

1. Периодическая закачка (задавка) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.
2. Периодическое дозирование (подача) ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство скважины).
3. Постоянное дозирование (подача) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозирующей установки (УД, УДХ).
4. Постоянное дозирование (подача) ингибитора на прием насоса с помощью дозирующей установки (УД, УДХ) и специальных трубок,

которые при подземном ремонте устанавливаются с внешней стороны НКТ.

5. Непрерывное дозирование растворимого твердого ингибитора из скважинного контейнера.

## Технология задавки ингибитора коррозии в ПЗП

Технология обработки скважины методом нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта включает следующие последовательные операции:

- выбор ингибитора коррозии и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК;

- расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону, объема воды (нефти) для приготовления 10%-ного раствора ингибитора коррозии и объема подавочной жидкости, нагнетаемой в призабойную зону после раствора ингибитора коррозии;
- спуск технологических НКТ ниже интервала перфорации;
- подъем технологических НКТ на 2–3 м выше кровли интервала перфорации;
- определение приемистости пласта (если она менее 100 м<sup>3</sup>/сут, то нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону проводить не следует);
- приготовление 100%-ного раствора ингибитора коррозии в бойлере или мерной емкости агрегата ЦА-320;
- нагнетание промывочной жидкости с целью подготовки пласта для введения ингибитора. В качестве промывочной жидкости используются взаимные растворители (WAW85202 (Baker Petrolite), BP-1 (Экспериментальный завод «НЕФТЕХИМ» и др.), либо водные растворы неионогенных и катионоактивных ПАВ.

Закачку проводят с максимальным расходом закачиваемого взаимного растворителя без гидроразрыва в следующей последовательности:

- к трубному пространству скважины подключают цементировочный агрегат АЦ-32 (ЦА-320) для закачки раствора;
- при открытой затрубной задвижке закачивают кислотным агрегатом промывочную жидкость в требуемом объеме. При открытой затрубной задвижке мы получим только промывку ствола скважины без воздействия на пласт;
- нагнетание основного объема ингибитора проводят введением ингибитора (недостающий объем после закачки взаимного растворителя для вытеснения жидкости глушения из НКТ), закачивают при открытой затрубной задвижке с целью заполнения оставшегося свободного объема НКТ. Далее закачку останавливают, задвижку закрывают и остальные пакки растворов в требуемом объеме закачивают в пласт. Здесь

используют 10%-ный раствор ингибитора (в зависимости от прогнозируемого защитного эффекта). Закачку проводят тем же агрегатом с максимальным расходом без гидроразрыва;

- нагнетание подавочного объема жидкости производят с целью проталкивания ингибитора глубже в пласт. Для вытеснения раствора ингибитора рекомендуется использовать 2%-ный раствор КСІ при задавке водного раствора ингибитора и дегазированную нефть при задавке органического раствора ингибитора. Закачку осуществляют тем же агрегатом при закрытой затрубной задвижке с максимальным расходом без гидроразрыва.
- реагирование – скважину закрывают на 12–24 часа и прекращают все работы, чтобы ингибитор коррозии адсорбировался на породе пласта;
- поднимают технологические НКТ и спускают подземное оборудование;
- запускают скважину и выводят ее на рабочий режим.

Необходимое количество взаимного растворителя рассчитывают по уравнению:

$$V_{\text{пред}} = 0,3 \cdot h_{\text{перф}},$$

где  $V_{\text{пред}}$  – объем взаимного растворителя для промывки пласта, м<sup>3</sup>,  $h_{\text{перф}}$  – перфорированная мощность пласта, м.

Когда призабойную зону продуктивного пласта используют

как естественный дозатор, то, как и при применении ингибиторов солеотложений, действует эмпирическое правило «одной третьей» [2]. Это правило заключается в следующем: третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии необратимо адсорбируется на породе пласта (при первых нескольких обработках), третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы скважины и только оставшаяся треть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится длительное время.

Поэтому расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта производят по формуле:

$$M_{\text{инг1}} = 3 \cdot C_{\text{и.к}} \cdot Q_{\text{ж}} \cdot T_{\text{в}} \cdot 1000^{-1},$$

где  $C_{\text{и.к}}$  – концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК, мг/л (примерно г/т);  $Q_{\text{ж}}$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут (примерно т/сут);  $T_{\text{в}}$  – планируемое время «выноса» ингибитора коррозии из пласта, сут; 1000 – множитель перевода граммов в килограммы; 3 – коэффициент правила «одной третьей».

Объем подавочной жидкости  $V$ , м<sup>3</sup>, вычисляется по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot R^2 \cdot H_{\text{пл}} + V_0 + V_1,$$



где  $m$  – эффективная пористость продуктивного пласта, доли единицы;  $R$  – внутренний радиус проникновения оторочки раствора ингибитора в пласт, м. Принимается в пределах от 1,5–2,0 м и уточняется по результатам наблюдения за продолжительностью выноса реагента;  $H_{пл}$  – мощность пласта, м;  $V_0$  – объем НКТ, м<sup>3</sup>;  $V_1$  – объем эксплуатационной колонны от приема насоса или входа в НКТ до нижних перфорационных отверстий, м<sup>3</sup>;  $\pi = 3,14$ .

Если объем жидкости глушения 130 м<sup>3</sup>, то объем продавочной жидкости составит  $0,2 \cdot 3,14 \cdot 1,5^2 \cdot 500 + 130 = 840$  м<sup>3</sup>; при этом время защиты скважины составит не менее 365 сут.

При установке в скважины блок-пачек процесс задавки производится до их установки путем задавки реагента по межтрубному пространству.

### Технология периодического дозирования ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины

Технология обработки скважин методом периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин является более простой по сравнению с описанной выше технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта. Отчасти поэтому метод подачи ингибитора в затрубное пространство и распространен более широко. Ингибитор коррозии подают в затрубное пространство скважин также в виде 10%-ного раствора в нефти или воде. Преимущество данной технологии, по сравнению с технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта, заключается в том, что обработки можно проводить периодически при эксплуатации скважин, а не только во время подземных ремонтов. Недостатком данной технологии является необходимость более частых (в среднем 1 раз в 30 суток) обработок [3].

Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин решает следующие основные задачи:

- защита от коррозии подземного оборудования скважин с межремонтным периодом более 60–150 суток.
- защита от коррозии обсадной колонны динамического уровня;
- экономия ингибиторов коррозии (за счет отсутствия необходимой адсорбции на породе пласта).

Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин состоит из следующих основных операций:

- выбор ингибитора и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК.
- расчет массы ингибитора для подачи в затрубное пространство скважины и расчет объема нефти (воды) для приготовления 10%-ного раствора ингибитора коррозии;
- приготовление раствора ингибитора в бойлере или мерной емкости агрегата ЦА-320;
- подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважин агрегатом ЦА-320 без остановки УЭЦН (при открытой затрубной задвижке).

Расчет массы ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины производят по формуле:

$$M_{инг2} = 2 \cdot C_{и.к} \cdot Q_{ж} \cdot T_0 \cdot 1000^{-1},$$

где  $C_{и.к}$  – концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК, мг/л (примерно г/т);  $Q_{ж}$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут (примерно т/сут);  $T_0$  – периодичность обработок данной скважины ингибитором коррозии, сут; 1000 – множитель перевода в килограммы; 2 – коэффициент, учитывающий тот факт, что около половины ингибитора коррозии выносятся за первые несколько суток.

Для скважин, работающих в режиме ФПЗ, применять данный вариант технологии ингибирования целесообразно по следующим причинам:

- утяжеление раствора ингибитора приведет к несовместимости товарной

формы с жидкостью утяжеления и возможному осаждению действующего вещества ингибитора;

- применение продавки в такие скважины резко снизит эффективность технологии из-за быстрого выноса ингибитора.

### Технология непрерывного дозирования ингибитора коррозии с помощью УД (УДХ)

При непрерывном дозировании с помощью УД (УДХ) без специальных трубок ввод ингибитора осуществляется непосредственно в затруб скважины через узел ввода химреагента.

При непрерывном дозировании с применением специальных трубок работы по монтажу капиллярной трубки, дозирочного насоса производится согласно требованиям, приложенным к ним, и правилам СМР.

При непрерывном дозировании в затрубное пространство или выкидную линию скважины суточный расход ингибитора коррозии (как правило, товарной формы) рассчитывается по формуле

$$G = 1000^{-1} \cdot C_{и.к} \cdot Q_{ж}.$$

В течение первых суток ингибитор подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2–3 раза превышает оптимальную дозировку. Затем его расход снижается до оптимальной дозировки.

Контроль уровня защиты от коррозии производится на основании установленной периодичности отбора проб жидкости и определения остаточного содержания ингибитора коррозии в воде. По остаточному содержанию ингибитора производится регулировка подачи дозирочного насоса.

### Технология непрерывного дозирования с помощью скважинного контейнера

Технологическая схема применения ингибитора в контейнере сводится к следующему: первым в скважину спускается контейнер, затем фильтр (при добыче нефти штанговым насосом или фонтанным способом), затем хвостовик. В конце устанавливается насосное оборудование и колона НКТ.

ТАБЛИЦА 1. Критерии применимости различных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты	Критерии применимости
1	Применение низко- и среднелигированных сталей, сталей с повышенным содержанием хрома ( $\leq 5\%$ )	Скорость коррозии (коррозионная агрессивность среды) $\leq 2,0$ мм/год
2	Применение нержавеющей сталей (содержание хрома 13% и выше)	Нет ограничений
3	Применение стеклопластиковых НКТ	Проведение СПО при $T$ не ниже $-30^\circ\text{C}$ . Подверженность абразивному износу. Особые условия хранения (без воздействия солнечного света). Необходимость использования специального инструмента и переводников для монтажа-демонтажа. Большой диаметр муфт – 95,4 мм. Рабочая температура $\leq 110^\circ\text{C}$
4	Термомодифицированное цинковое покрытие Neozinc	В кислых и щелочных средах не обладает стойкостью
5	Силикатноэмалевое покрытие	Хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время СПО, особенно в ниппельной части
6	Эпоксидное покрытие	Верхний температурный предел $+90^\circ\text{C}$
7	Полиэфирное покрытие «Аргоф»	Подверженность абразивному износу
8	Полиуретановое покрытие PoiyPlex-P	Нет ограничений*
9	Полифенилсульфидные (ПФС) покрытия	Нет ограничений*
10	Периодическое ингибирование через затруб	При КВЧ $\leq 100$ мг/л скорость ГЖС на устье $\leq 3$ м/с. При КВЧ $\leq 500$ мг/л скорость ГЖС на устье $\leq 1$ м/с. При КВЧ $> 500$ мг/л не применимо. Не защищает корпус ПЭД. Неприменимо при работе скважины через затруб. Риск электрокоррозии
11	Постоянное ингибирование через затруб	При КВЧ $\leq 100$ мг/л скорость ГЖС $\leq 5$ м/с. При КВЧ $\leq 500$ мг/л скорость ГЖС $\leq 2$ м/с. При КВЧ $\leq 1000$ мг/л скорость ГЖС $\leq 1$ м/с. Не защищает корпус ПЭД. Неприменимо при работе скважины через затруб. Риск электрокоррозии. Не защищает корпус ПЭД
12	Постоянное дозирование через капиллярную трубку	При КВЧ $\leq 100$ мг/л скорость ГЖС $\leq 5$ м/с. При КВЧ $\leq 500$ мг/л скорость ГЖС $\leq 2$ м/с. При КВЧ $\leq 1000$ мг/л скорость ГЖС $\leq 1$ м/с. Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии. Возможность адресной защиты (включая ПЭД)
13	Задавка ингибитора в пласт	Дебит $\leq 200$ м <sup>3</sup> /сут. Термостабильность ингибитора. Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
14	Использование пружинного контейнера-дозатора	Дебит $\leq 50$ м <sup>3</sup> /сут. Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии-наличие зумпфа
15	ЭХЗ с использованием СКЗ	Для защиты наружной поверхности обсадных труб. При использовании для защиты УЭЦН необходим спуск доп. кабеля или кабеля с 4 жалами. Не защищает внутреннюю поверхность НКТ
16	Протекторная защита	Применима для защиты УЭЦН. Обводненность $\geq 60\%$
17	Высокоскоростное газопламенное напыление	Для защиты УЭЦН

При применении УЭЦН погружной скважинный контейнер прикрепляется к нижней части УЭЦН, а находящийся в нем реагент, благодаря невысокой растворимости в добываемой продукции, осуществляет защиту всей насосной установки.

После спуска глубинного оборудования и запуска скважины в работу, добываемые флюиды через перфорацию омывают реагент, который, постепенно растворяясь в добываемых флюидах,

выносятся вместе с продукцией скважины, т.е. происходит его самодозировка. Эффективность действия ингибитора коррозии из скважинного контейнера определяется по увеличению МРП.

Следует отметить, что объем скважинного контейнера ограничен и не все поставщики предоставляют методику определения остаточного содержания ингибитора коррозии, поэтому контроль периода защиты определить практически невозможно. В таблице 1 приведены

критерии применимости различных методов защиты от коррозии.

В процессе проведения обработки контролируются следующие параметры:

- при периодическом дозировании ингибитора в скважину контролируется объем закачанного раствора или ингибитора (один раз по завершении обработки);
- при задавливании ингибитора в пласт контролируется объем

закачанного раствора ингибитора (один раз по завершении обработки), объем продавочной жидкости (один раз по завершении обработки), время адсорбции ингибитора (один раз в период запуска скважины на режим).

Систематически определяется (один раз в месяц при задавке в пласт и два раза в месяц при периодической подаче в затрубное пространство) содержание ингибитора в попутно-добываемой воде добывающих скважин.

Определение содержания ингибитора в закачиваемом растворе либо попутно-добываемой воде производится в соответствии с методами анализа, приведенными в ТУ на реагент.

Производительность дозирования насоса, объем закачанного реагента контролируется путем измерения уровня раствора мерниками, устанавливаемыми на емкостях с раствором ингибитора, или расходомерами.

В случае снижения ингибитора в добываемой воде ниже

допустимого минимального уровня технологическая группа нефтепромысла совместно с лабораторией принимает решение о корректировке технологии ингибирования, внеочередной обработке.

**Выводы и рекомендации**

Эффективность действия реагента определяется путем сравнения МРП скважинного и другого оборудования с применением и без применения реагента с учетом количества подземных и капитальных ремонтов по причине коррозии оборудования, расходов на заменяемое оборудование.

Для контроля скорости коррозии защитного действия реагентов могут использоваться датчики типа Маникор-Зонд (гравиметрия и метод LPR), установленные на выкидных линиях работающих скважин, а также образцы-свидетели коррозии: в газлифтных скважинах для этих целей используются ловильные головки газлифтных клапанов, в скважинах ЭЦН-кассеты с

образцами, подвешенные на проволоке внутри НКТ. Эффективность ингибиторов коррозии должна быть не менее 90%, т.е. должно быть достигнуто снижение скорости коррозии в 10 и более раз\*. В случае если эффективность ингибиторной защиты будет недостаточной, необходимо увеличить удельный расход ингибитора, закачать другой ингибитор или изменить периодичность обработки. ●

**Литература**

1. Микробная коррозия и ее возбудители / Андрейк Е.И., Билай В.И., Коваль Э.З., Козлова И.А. – Киев: Наукова думка. – 1980. – С. 288.
2. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / И.В. Стрижевский // Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности». – М.: ВНИИОЭНГ. – 1979. – С. 56.
3. Методы борьбы с коррозией металлов в условиях нефтедобычи / Булчаев Н.Д. / журнал The Second European Conference on Earth Sciences № 5, 2015, с. 56–65.

KEY WORDS: corrosion, corrosion inhibitor, reagent selection, gravimetry, technical specifications, gas-lift valves, treatment methods.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

АПРЕЛЬ

14 апреля

Международный Экономический Форум «Каспийский диалог»  
Москва

П	3	10	17	24
В	4	11	18	25
С	5	12	19	26

17–20 апреля

НЕФТЕГАЗ-2017  
17-я Международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса»  
Москва

Ч	6	13	20	27
П	7	14	21	28
С	1	8	15	22
В	2	9	16	23
				30

24–28 апреля

13-я научно-практическая конференция и выставка «Инженерная геофизика 2017»  
г. Кисловодск

24–28 апреля

IX Международная научно-техническая конференция ПАО «ЛУКОЙЛ» по проблемам строительства скважин  
г. Домодедово, д. Судаково

25–28 апреля

V Российский международный энергетический форум  
г. Санкт-Петербург

25–28 апреля

18-я Международная выставка-конгресс «Сварка/Welding 2017»  
г. Санкт-Петербург



Основа в 1943 году  
ПРОИЗВОДСТВО И ПРОДАЖА ТЯЖЕЛОЙ ПРИЦЕПНОЙ ТЕХНИКИ МОДЕЛИ ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬЮ ОТ 10 ДО 2000 ТОНН

НЕ ИМЕЕТ АНАЛОГОВ В РОССИИ

ОБНОВЛЕННАЯ ВЕРСИЯ

ЧМЗАП  
99908-010

8МИ-ОСНЫЙ НИЗКОРАМНЫЙ ПОЛУПРИЦЕП-ТЯЖЕЛОВАЗ С ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ РАМОЙ



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 «УРАЛВТОПРИЦЕП»  
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

# ВЛИЯНИЕ ГРАДИЕНТА ТЕМПЕРАТУРЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРА ВЗД ПРИ ИМИТАЦИИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ЭКСПЕРИМЕНТУ ПО ОЦЕНКЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА ПРИ ИМИТАЦИИ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ. ИССЛЕДОВАНО ИЗМЕНЕНИЕ ДИАМЕТРА ОБРАЗЦОВ РЕЗИНЫ ИРП-1226 В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ДИСПЕРСИОННЫХ СРЕД, А ТАКЖЕ СКОРОСТЬ ИХ ИЗНОСА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ РЕЖУЩЕГО ЭЛЕМЕНТА. ПОДТВЕРЖДЕНА АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОПИСАНИЮ ПРОЦЕССОВ, ПРОИСХОДЯЩИХ В ЭЛАСТОМЕРЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СКВАЖИНЫХ УСЛОВИЙ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ. ОТМЕЧЕНО, ЧТО ПОВЫШЕНИЕ ИЗНОСТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОМ НАХОЖДЕНИИ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТЕМПЕРАТУРЫ В СОЛЯНОМ РАСТВОРЕ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОЛГОВЕЧНОСТИ СТАТОРА

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE EXPERIMENT ON EVALUATION OF STABILITY OF THE DOWNHOLE DRILLING MOTOR ELASTOMER UNDER THE INFLUENCE OF TEMPERATURE GRADIENT DURING SIMULATION OF TRIPPING PROCESSES. THE CHANGES OF DIAMETER OF IRP-1226 RUBBER SPECIMENS IN THE PRESENCE OF DIFFERENT DISPERSION MEDIUMS, AS WELL AS THEIR WEAR RATE AFFECTED BY CUTTER WERE INVESTIGATED. THE RELEVANCE OF DEVELOPMENT OF THEORETICAL APPROACH TO DESCRIPTION OF THE PROCESSES OCCURRING IN ELASTOMER UNDER THE INFLUENCE OF DOWNHOLE CONDITIONS AT DIFFERENT STAGES OF THE DOWNHOLE DRILLING MOTOR OPERATION WAS CONFIRMED. IT WAS NOTED THAT IMPROVEMENT OF SPECIMENS WEAR RESISTANCE DURING LONG-TIME EXPOSURE TO TEMPERATURE IN SALT BRINE COULD BE USED TO INCREASE THE STATOR LIFE DURATION

Ключевые слова: эластомер, ВЗД, скважина, буровой раствор, забойный двигатель.

**Антон Владимирович Епихин,**  
старший преподаватель кафедры бурения скважин, Институт природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

**Роман Эдуардович Щербаков,**  
студент кафедры бурения скважин, Институт природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В течение последних десятилетий винтовые забойные двигатели прошли эволюционный путь развития, превратившись в эффективное техническое средство для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, обеспечивающее получение высоких технико-экономических показателей. В каждом нефтяном регионе в определенных интервалах бурения винтовые забойные двигатели обеспечили кратное повышение проходки за долбление по сравнению с турбобурами при незначительном снижении механической скорости, что привело к существенному повышению рейсовой скорости бурения и снижению стоимости 1 метра проходки. Решение задач ремонта скважин самых различных категорий стало значительно проще и дешевле, расширились технические возможности капитального ремонта, что позволило в ряде случаев ввести в число действующих длительно простаивавшие аварийные скважины [1, 2].

«Рабочая пара» – это одно из названий двигательной секции

винтового забойного двигателя, именно этот узел определяет основные энергетические параметры забойного двигателя, а также его ресурс и межремонтный период. При всех своих существующих достоинствах, недостатком винтовых забойных двигателей является быстрый износ двигательной секции, реальная наработка двигателя составляет до 150–200 часов относительно расчетной в 400–500 часов [3].

В процессе эксплуатации винтового забойного двигателя, в зависимости от режимов работы, свойств и состава перекачиваемой жидкости, наблюдаются различные виды износа рабочих поверхностей ротора и статора.

Анализ условий эксплуатации и характер изношенных деталей рабочих органов демонстрирует сочетание не одного, а нескольких видов износа. Главным образом нарушение работоспособности двигателя связано с износом эластомерной обкладки статора [3–5].

Трение металлического профилированного ротора

по сопряженной винтовой поверхности резиновой обкладки статора вызывает односторонний фрикционный износ поверхностей рабочих органов – на левой стороне зубьев ротора или правой части ветви профиля статора, если смотреть со стороны входа жидкости в рабочие органы. Увеличение нагрузки (давления) и скорости скольжения (частоты вращения) влечет за собой повышение фрикционного износа деталей и преждевременный вывод из строя двигательной секции [4].

Работоспособность эластомера зависит от сочетания напряженно-деформированного состояния обкладки и агрессивных свойств перекачиваемой жидкости, поэтому при эксплуатации винтового забойного двигателя необходимо уделять особое внимание выбору подходящего бурового раствора. Эластомеру как техническому материалу необходимо иметь низкую газо- и водонепроницаемость, химическую стойкость. Однако большинство эластомеров способны впитывать в себя газы и легкие агрессивные жидкости. Типичными изменениями, которым подвергаются эластомеры под воздействием агрессивных рабочих агентов, являются: набухание; усадка; затвердевание; размягчение [2, 4, 5].

Кроме того, забойная температура является фактором, ограничивающим эксплуатацию двигателя. Серийные отечественные двигатели рассчитаны на длительную работу при забойной температуре до 100°C. При повышении температуры в резине ИРП-1226, используемой в большинстве отечественных двигателей, происходят необратимые изменения механических свойств, которые приводят к ускоренному износу эластомерной обкладки статора, снижению рабочих характеристик и преждевременному выходу из строя рабочей секции винтового забойного двигателя.

В связи с этим было принято решение провести экспериментальные исследования по оценке устойчивости образцов резины ИРП-1226, к увеличению температуры в двигателе при воздействии различных

сред. В ходе эксперимента был смитирован процесс спуска бурильной колонны, при этом скорость спуска была принята равной 1,5 м/с. В качестве исходных параметров были определены: проектная глубина скважины – 2670 м, геотермический градиент – 3°C/100 м, длина бурильной свечи – 30 м (условно, время операции по наращиванию труб – 4 мин). Согласно исходным данным было рассчитано время эксперимента – 384 мин и конечная температура двигателя – 80°C.

Имитация спуска бурильной колонны и, следовательно, повышения температуры бурового раствора проводилась в сушильном шкафу. Опытные образцы были изготовлены в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 1,5 мм. Они выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в жидкую среду при атмосферном давлении. При обработке результатов эксперимента оценивались изменения массы образца и его диаметра с увеличением температуры при нахождении в жидкой среде.

Первоначальное измерение исходных параметров было выполнено при температуре 25°C, последующие измерения производились после каждого повышения температуры на 5°C, за которые имитировался спуск

колонны бурильных труб на 165 м (23,5 мин эксперимента). При достижении глубины в 1680 м, измерение параметров образцов стало производиться после каждого повышения температуры на 10°C, за которые имитировался спуск колонны бурильных труб на 330 м (50 мин эксперимента).

В ходе обработки и анализа полученных данных были выявлены следующие закономерности. Для всех образцов было замечено уменьшение массы по окончании эксперимента. Тем не менее в температурном интервале от 25 до 50°C большая часть образцов не имела выраженной тенденции в изменении массы, наблюдалось ее хаотичное изменение. Исключение составили образцы, погруженные в соляной раствор, которые в ходе всего эксперимента имели тенденцию к уменьшению массы. Наибольшему относительному изменению массы подверглись образцы, погруженные в раствор на основе дизельного топлива, нефти и ВМГЗ (см. таблицу 1). Уменьшение массы может быть обусловлено вымыванием из образцов ИРП-1226 пластификатора резины.

Для всех образцов было зафиксировано увеличение диаметра по мере приближения к температуре в 80°C. Температурный интервал от 25 до 40–50°C не имеет четкого тренда к увеличению или уменьшению размера

РИС. 1. Зависимость изменения диаметра образцов ИРП-1226 от величины температуры в присутствии различных дисперсионных сред

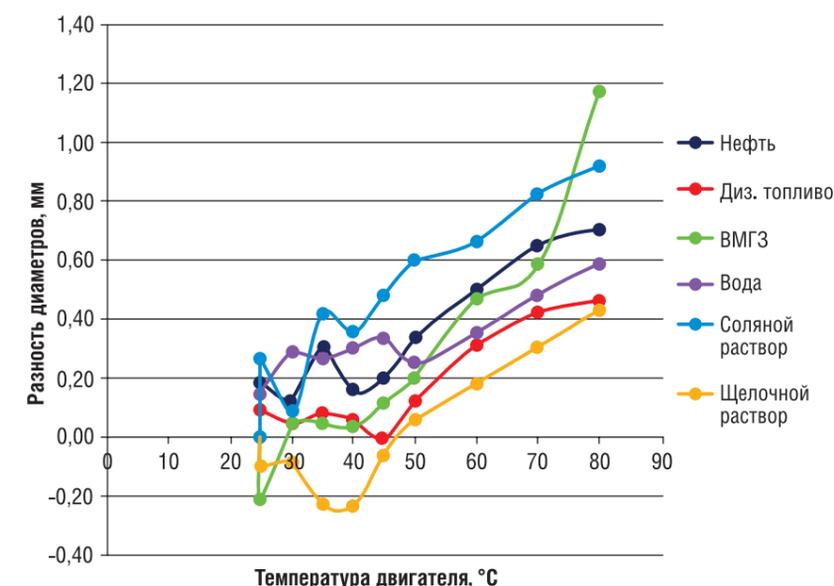


ТАБЛИЦА 1. Максимальные значения отклонения массы и объема от исходных параметров

Раствор	Максимальное отклонение от исходной массы, г (температура среды, °С)	Максимальное отклонение от исходного диаметра, мм (температура среды, °С)
Нефть	+0,43 (70)	+0,71 (80)
Дизельное топливо	+0,59 (50)	+0,46 (80)
ВМГЗ	-0,39 (30)	+1,17 (80)
Соляной раствор	-0,14 (35, 80)	+0,92 (80)
Щелочной раствор	+0,25 (40)	+0,43 (80)
Водяной раствор	+0,2 (35)	+0,59 (80)

образцов, что свидетельствует о потенциальной опасности для эластомера. Наибольшее относительное изменение диаметра продемонстрировали образцы, погруженные в ВМГЗ, соляной раствор и нефть. Наименьшему относительному увеличению диаметра подверглись образцы, помещенные в щелочной раствор (см. таблицу 1). Таким образом, весь исследованный температурный интервал для рассмотренных дисперсионных сред может оказать негативное воздействие на статор ВЗД. В интервале 25–50°С может наблюдаться неконтролируемое изменение эксплуатационных характеристик двигателя из-за изменения величины зазора, а соответственно, натяга пары «ротор-статор». При больших температурах наблюдается набухание эластомера, которое может стать причиной преждевременного выхода из строя статора двигателя за счет увеличения фрикционных нагрузок на него.

Вторым этапом исследования стала оценка износостойкости образцов резины ИРП-1226, которые подверглись воздействию

РИС. 3. Инструмент для абразивного воздействия на образец



градиента температуры 25–80°С при имитации спуска винтового забойного двигателя в скважину.

Условия износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 2). После установки и фиксации

ТАБЛИЦА 2. Результаты эксперимента по оценке времени износа образцов эластомеров после имитации спуско-подъемной операции

Дисперсионная среда	Масса, г	Диаметр, мм	Время износа, мин	Среднее время износа, мин
Нефть	20,63	42,55	42	36,67
	21,34	43,17	33	
	19,64	43,43	35	
Соляной раствор	22,71	43,11	3	4,33
	19,82	43,27	4	
	19,97	42,79	6	
Дизельное топливо	19,82	42,62	33	40,33
	21,35	42,82	43	
	22,15	42,56	45	
Щелочной раствор	20,46	42,76	3	2,67
	20,17	42,32	2	
	21,75	42,68	3	
Вода	19,75	42,65	2	4,00
	28,23	43,33	6	
	23,53	42,69	4	
ВМГЗ	20,01	42,84	4	4,67
	21,75	42,29	5	
	20,68	42,39	5	

РИС. 2. Цилиндрический стакан для исследований



образца, стакан наполнялся дисперсионной средой бурового раствора.

Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (см. рис. 3). Выбор инструмента сделан

ТАБЛИЦА 3. Время износа образцов эластомера при различных условиях проведения эксперимента

Дисперсионная среда	Без предварительной выдержки в дисперсионной среде	Выдержка более 300 часов при температуре 75°С	Выдержка более 300 часов при температуре 25°С после предварительной заморозки на 72 часа	Имитация спуско-подъемной операции – выдержка 6,5 часа при изменении температуры от 25 до 80°С
Дизельное топливо	17,6 минуты	9,8 минуты	1,3 минуты	40,3 минуты
Соляной раствор	2,6 минуты	25 минут	8,1 минуты	4,3 минуты

с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/мин. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка и составляла для всех экспериментов 2 кг. Результаты исследований приведены в таблице 2.

Обработка и анализ полученных данных позволили выявить следующие закономерности. Наиболее износостойкими оказались образцы, которые подвергались воздействию температуры, а затем разрушались в присутствии нефти и дизельного топлива. Среднее время полного износа составило 35–40 минут. Остальные дисперсионные среды показали схожие значения времени износа 2–4 минуты. Наименьшие значения были зафиксированы для щелочного раствора.

Отмечено, что полученные результаты не согласуются с ранними исследованиями, в которых разрушались образцы эластомера, находившиеся в дисперсионной среде 300–400 часов при различных температурах. В таблице 3 приведены значения времени износа образцов при различных условиях подготовки образцов к эксперименту на примере дисперсионных сред: дизельное топливо и соляной раствор. Анализируя данные таблицы можно отметить сильное влияние температурного фактора на износостойкость при проведении экспериментов с дизельным топливом. Для соляного раствора замечена обратная тенденция – нахождение эластомера в растворе под воздействием температуры в течение длительного времени приводит к значительному увеличению износостойкости.

Таким образом, подтверждается актуальность разработки теоретического подхода

к описанию процессов, происходящих в эластомере под воздействием скважинных условий в различные моменты эксплуатации винтового забойного двигателя. Кроме того, повышение износостойкости образцов при длительном нахождении под воздействием температуры в соляном растворе может использоваться для увеличения долговечности статора в целом. В качестве направлений следующих исследований предлагается провести серию экспериментов по оценке скорости износа образца эластомера в присутствии дизельного топлива после предварительной выдержки его в соляном растворе. ●

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол\_а).

**Литература**

- Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с.
- Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
- Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть», №3, 2012.
- Голдобин Д.А., Коротаев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – № 11. – С. 2–4.
- Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С. 50–55.

KEY WORDS: elastomer, DDM, well, drill mud, down hole motor.



# FISHBONE

## ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО НА МЕССОЯХЕ

В СЕНТЯБРЕ ПРОШЛОГО ГОДА СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГАЗПРОМ НЕФТИ И РОСНЕФТИ МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ ЗАВЕРШИЛ СТРОИТЕЛЬСТВО 4-Х МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПО ТЕХНОЛОГИИ FISHBONE. ПОЧЕМУ БУРИЛЬЩИКИ ВО ВСЕМ МИРЕ ВСЕ ЧАЩЕ ПРИБЕГАЮТ К ЭТОЙ ТЕХНОЛОГИИ И КАКОВЫ ОСОБЕННОСТИ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ?

LAST SEPTEMBER, A JOINT VENTURE BETWEEN GAZPROM NEFT AND ROSNEFT MESSOYAKHANEFTEGAZ HAS COMPLETED THE CONSTRUCTION OF FOUR MULTI-HOLE HORIZONTAL WELLS AT THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE FIELD USING THE FISHBONE TECHNOLOGY. WHY ARE DRILLERS ALL OVER THE WORLD INCREASINGLY USING THIS TECHNOLOGY, AND WHAT ARE THE FEATURES OF ITS APPLICATION AT THE MESSOYAKHSKOYE FIELD?

Ключевые слова: *fishbone, гидроразрыв пласта, Восточно-Мессояхское месторождение, бурение горизонтальных скважин, многоствольные скважины.*

Технология fishbone, что в переводе означает «рыбья кость», получила свое название благодаря уникальной конструкции, когда от одного горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления, иногда называемые в западных источниках иглами. Такая конструкция создает скважину, по своей форме напоминающую скелет рыбы. Технология может реализоваться различными способами, но общим для них всегда будет являться множество боковых стволов, выходящих наклонно или радиально из основного горизонтального ствола.

Fishbone позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной при меньшем объеме буровых работ. Такая особенность технологии крайне важна, учитывая, что при вскрытии продуктивного пласта главным является создание максимальной площади охвата залежи для обеспечения гидродинамической связи с отдаленными участками и минимизации гидравлических сопротивлений движению нефти к скважине. Ответвления могут отходить в любом направлении от горизонтального ствола, и их стоимость значительно ниже, чем затраты на бурение отдельных скважин, однако сам процесс бурения таких скважин существенно сложнее. Одновременно с увеличением охвата участков, конструкция fishbone позволяет дренировать запасы на различных глубинах.

Во время строительства горизонтального ствола с определенной точки проводится бурение отростков на вышележащий нефтеносный прослой, после чего осуществляется подъем компоновки до точки срезки. Затем выполняется срезка в основной ствол и так – до следующей заданной точки. Для выполнения срезов специалисты Управления инжиниринга бурения Мессояханефтегаза применили роторно-управляемую систему, которая обеспечивает бурение скважин подобной конструкции без дополнительных спуско-подъемных операций. Проводка основного горизонтального ствола с учетом срезов происходит без потери вертикальной глубины, что не снижает

эффективную толщину нефтеносного пласта основного ствола. После окончания бурения в скважину спускается фильтр-хвостовик, в который из отростков фишбонов стекает нефть.

Fishbone – технология строительства горизонтальных скважин с множественными ответвлениями. Конструкция существенно увеличивает охват нефтенасыщенных участков пласта по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной при меньшем объеме буровых работ.

Эта технология является отличной альтернативой использованию технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). Ее цель, как и при использовании ГРП, заключается в том, чтобы повысить продуктивность скважины или приемистости в случае нагнетательных скважин, за счет лучшего подсоединения резервуара к стволу скважины. Технология fishbone позволила увеличить стартовый дебит нефти на 40% по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной.

Fishbone использует меньше жидкости и значительно снижает риск загрязнения грунтовых вод, уменьшая объем работ по утилизации используемой для стимуляции добычи жидкости. А значит, негативного воздействия на окружающую среду при использовании fishbone – значительно меньше. Технология опробована как в карбонатных коллекторах, так и при добыче метана угольных пластов.

### ФАКТЫ

Главное преимущество технологии fishbone – перспектива замещения экологически грязных и сейсмически опасных технологий ГРП

Технология fishbone использует меньше жидкости и значительно снижает риск загрязнения грунтовых вод, уменьшая объем работ по утилизации используемой для стимуляции добычи жидкости, снижая негативное воздействие на окружающую среду

## 2016

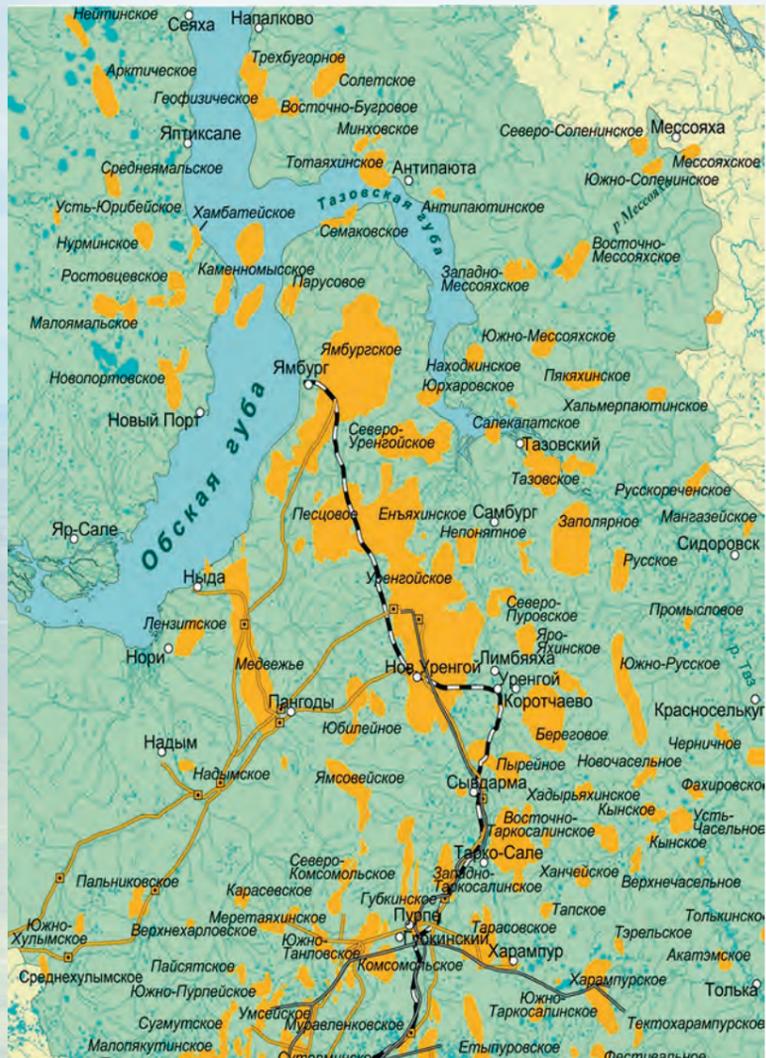
г.

Мессояханефтегаз – СП Газпром нефти и Роснефти, завершило по технологии fishbone строительство 4-х многозабойных горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе

## 6

км

стволов длина сотен ответвлений от основных горизонтальных стволов составляет из общей длины пробуренных 10 км



Зарубежный опыт показывает увеличение добычи до 8,3 раз. В российской технологии fishbone, используемой Мессояханефтегаз, есть важные отличия от западной. В частности, отечественные специалисты не используют раствор соляной кислоты, который, к примеру, в карбонатных коллекторах, ничего хорошего для экологии не дает.

Как было отмечено выше, технология fishbone многовариативна. Так, например, на Восточно-Мессояхском месторождении конструкцию собирали заранее. Но в ряде случаев конструкции из труб не собираются на поверхности, а формируются во время строительства горизонтального ствола, когда с определенной точки производится бурение отростков на вышележащий нефтеносный пропласток, после чего осуществляется подъем компоновки до точки срезки. Затем производится срезка в основной ствол и так – до следующей заданной точки.

**ФАКТЫ**

На **40%**

позволила увеличить стартовый дебит нефти технология fishbone по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной

**7,3** тыс.

тонн/сут среднесуточная добыча нефти

То есть бурится основной ствол и ответвления от него.

Строительство скважин по этой технологии стало для компании Газпром нефть особым опытом. Чтобы рассчитать оптимальные точки внутри основного ствола скважины, от которых должны отходить ответвления, специалисты Газпромнефть НТЦ разработали геомеханическую модель мессояхских скважин. Это помогло избежать рисков обрушения породы в зоне срезки.

Дополнительно осложняло процесс и то, что Восточно-Мессояхское месторождение стало самой северной точкой России, где была применена эта технология.

Технологическая стратегия Газпром нефти предусматривает использование широкого спектра новаций, который включает:

- строительство скважин новой конструкции,
- использование более эффективных буровых растворов,
- участие в разработке отечественного бурового оборудования,
- внедрение новых технологий ГРП.

В результате проведения эффективных геолого-технических мероприятий и применения современных методов интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов АО «Мессояханефтегаз» добыло на Восточно-Мессояхском месторождении миллионную тонну нефти менее чем за 5 месяцев с начала промышленной эксплуатации.

В настоящее время 94 эксплуатационные скважины на Восточно-Мессояхском промысле обеспечивают среднесуточную добычу нефти 7,3 тыс. тонн/сут. Планируется, что до конца года предприятие сдаст в нефтепровод Заполярье – Пурпе более 3 млн тонн нефти. ●

KEY WORDS: oil service, drilling, mining, hydraulic fracturing, the technology of fishbone.

**ПУТИНСКОЙ РОССИИ ПРОРОЧАТ ДВА ДЕСЯТИЛЕТИЯ ГОСПОДСТВА НА ЕВРОПЕЙСКОМ РЫНКЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ**

**Bloomberg**

Елена Мазнева и Анна Ширяевская

Европа хочет освободиться от зависимости от российского природного газа с тех пор, как в 2009 г. сократились поставки от восточного соседа. В 2016 г. «Газпром» поставил в ЕС рекордные объемы газа, на эту компанию приходится около 34% всего объема, потребляемого ЕС. До конца 2035 г. Россия останется крупнейшим источником поставок.



Европейские законодатели мечтают о диверсификации поставок через закупки СПГ из США. Пока эти поставки не материализовались, поскольку отсутствуют твердые контракты, а за пределами Европы цены на газ выше. Поставки СПГ в Европу в целом в прошлом году стагнировали.

Как минимум, еще два десятилетия Россия наверняка останется крупнейшим поставщиком газа в Европу, даже если постепенное наращивание импорта газа в ЕС будет осуществляться преимущественно путем ввоза СПГ из других стран.

Но, по мнению лондонских аналитиков, летом «Газпром» может столкнуться с более острой конкуренцией со стороны СПГ, поскольку цены на газ, привязанные к ценам на нефть, теряют привлекательность по сравнению с рыночными. Примерно с середины года приток СПГ в Европу увеличится:

заработают новые заводы в США и Австралии. А российский газ подорожает вслед за нефтью.

На фоне снижения внутренней добычи газа в ЕС и роста спроса «должно быть место и для роста поставок СПГ, и для российского газа», говорит Кристофер Хейнс (BMI Research). Но это при условии, что «цены на российский газ будут и впредь эволюционировать, чтобы больше отражать цены на европейских хабах».

**РОССИЯ ЗАДИРАЕТ ЦЕНУ НА ГАЗ**

**Handelsblatt**

Андре Баллен, Франц Хубик

Российский концерн «Газпром» анонсировал повышение цены на газ на 10% для Европы.

Экспортная цена на газ для Евросоюза в 2017 г. может составить 180–190 долл за тыс. м<sup>3</sup>. В прошлом Европа платила за топливо в среднем 167 долл.

Ценовое повышение не стало неожиданностью: в прошлом году цена на нефть выросла с 28 долл за баррель почти вдвое, а «Газпром» всегда привязывал газовые цены к нефтяным. Однако газовый гигант, как правило, реагирует на скачки в цене на нефть с задержкой в 6–9 месяцев. Еще прошлым летом «Газпром» соглашался на скидку в 30 долл за тыс. м<sup>3</sup>.



Но на этот раз «Газпром» не видит никаких поводов для предоставления скидок, тем более, что в 2016 г. ему удалось увеличить свою долю на европейском рынке с 31 до 34% и он экспортировал в Европу рекордные 179,3 млрд м<sup>3</sup> газа.

**ПУТИН ХОЧЕТ ДОБРАТЬСЯ ДО ЛИВИЙСКОЙ НЕФТИ**

**Neue Zürcher Zeitung**

Ульрих Шмид

Похоже, в России все снова наладилось в экономическом плане. Пуская страна не находится на подъеме, но, несмотря на снижение цен на нефть, санкции и падение курса национальной валюты, не произошло коллапса экономики, которого многие опасались.



В 2017 году после двух лет рецессии она может начать расти. Однако хорошие показатели маскируют глубинные проблемы. На фоне кризиса Россия попыталась освободиться от сырьевой зависимости и диверсифицировать структуру экономики. После обоюдного введения санкций Россией и Европой российское правительство начало проводить политику импортозамещения, которая дала результаты лишь в сельском хозяйстве и некоторых областях машино- и автомобилестроения. Более важные реформы, к которым постоянно призывают кремлевские советники и министры, так и не были проведены. Российская экономика сохраняет зависимость от нефти и сегодня она может перевести дух только потому, что цены на это сырье снова выросли по сравнению с уровнем последних месяцев. Сделка России с ОПЕК, предусматривающая ограничение объемов добычи на 2017 год, вызвала радость на российских финансовых рынках. Инвестиционный климат в России, тем не менее, по-прежнему оставляет желать лучшего. ●

# ОТ ЛАБОРАТОРИИ ДО СКВАЖИНЫ

**Литвиненко Владимир Стефанович,**  
д.т.н., профессор, ректор,  
Санкт-Петербургский горный университет

**Рогачев Михаил Константинович,**  
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой РНГМ,  
Санкт-Петербургский горный университет

**Мардашов Дмитрий Владимирович,**  
к.т.н., доцент кафедры РНГМ,  
Санкт-Петербургский горный университет

В НАЧАЛЕ 2011 ГОДА НА БАЗЕ КАФЕДРЫ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА, СОВМЕСТНО С ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ», СОЗДАН ОБЪЕДИНЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР В ФОРМЕ КОНСОРЦИУМА ПО РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИЮ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ – ОБЪЕДИНЕНИЕ И КООРДИНАЦИЯ УСИЛИЙ В НАУЧНОЙ, ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ И ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ЭФФЕКТИВНЫХ И РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ. КАК СЕГОДНЯ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИНТЕГРАЦИЯ ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ?

*IN EARLY 2011, THE JOINT RESEARCH AND DEVELOPMENT CENTER IN THE FORM OF A CONSORTIUM FOR THE DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR THE EXTRACTION AND PROCESSING OF HYDROCARBON RAW MATERIALS WAS ESTABLISHED ON THE BASIS OF THE DEPARTMENT FOR THE DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS AT THE UNIVERSITY OF MINING, JOINTLY WITH "GAZPROMNEFT NTC" LLC, THE MAIN GOAL OF WHICH CONSISTS IN THE UNIFICATION AND COORDINATION OF EFFORTS IN SCIENTIFIC, INDUSTRIAL AND EDUCATIONAL ACTIVITIES IN THE FIELD OF DEVELOPMENT OF EFFECTIVE AND RESOURCE-SAVING TECHNOLOGIES FOR THE EXTRACTION AND PROCESSING OF MINERAL RAW MATERIALS. HOW ARE THE EDUCATION, SCIENCE AND PRODUCTION INTEGRATED INTO THE DOMESTIC OIL AND GAS INDUSTRY TODAY?*

Ключевые слова: Горный университет, Газпромнефть НТЦ, научно-исследовательский центр, образование, научное обеспечение нефтегазовой отрасли.

Дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли России невозможно без внедрения инновационных технологий добычи и переработки углеводородного сырья. При этом разработка отечественных инновационных технологий невозможна без интеграции образования, науки и производства, в частности, без эффективного использования научно-образовательного потенциала ведущих университетов страны.

В начале 2011 года на базе кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Горного университета, (совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ»), создан Объединенный научно-исследовательский центр (ОНИЦ) в форме Консорциума по разработке и внедрению инновационных технологий добычи и переработки углеводородного сырья (рисунок 1). Данный центр инновационных технологий добычи нефти создан для объединения и координации усилий в научной, производственной и образовательной деятельности по приоритетному направлению

## ФАКТЫ

**180** МЛН

рублей выделил  
Горный университет  
для оснащения  
лабораторного комплекса  
ОНИЦ

– «Разработка эффективных и ресурсосберегающих технологий добычи и переработки минерального сырья (нефтегазовое направление)». Горный университет рассматривает создание центра инноваций как стратегический долгосрочный проект с одной из крупнейших и динамично развивающихся нефтяных компаний России и готов предоставить свои научно-исследовательские и лабораторные мощности для решения тех проблемных вопросов, которые есть у компании ПАО «Газпром нефть» в области нефтедобычи.

Отлажена схема взаимодействия нефтяной компании и вуза в процессе работы научно-исследовательского центра

РИС. 1. Торжественное открытие объединенного научно-исследовательского центра



РИС. 2. Схема взаимодействия в объединенном научно-исследовательском центре



(рисунок 2). «Газпром нефть», ее дочерние общества формулируют проблему, требующую научной оценки и технологического решения. После предварительного обсуждения в «Газпромнефть НТЦ» проблемный вопрос в качестве технического задания на научно-исследовательские работы направляется в объединенный центр, где будет всесторонне изучен. Результат проведенных учеными исследований и испытаний – уже в виде технологии – рекомендуется для опытно-промышленных работ в добывающих предприятиях и, в случае положительного результата эксперимента, распространяется внутри всего периметра компании. Завершающей стадией процесса станет получение патента на инновационный продукт [1].

Молодые ученые Горного университета считают, что исследования в рамках рабочих групп – это уникальная возможность для них, увлеченных научно-исследовательской деятельностью, вместе с опытными специалистами решать реальные производственные и научные задачи, проводить исследования в современных лабораториях, участвовать в создании научных работ и новых технологий.

Научно-исследовательская деятельность студентов, аспирантов и молодых ученых, в рамках Консорциума, максимально приближена к потребностям нефтегазодобывающей отрасли. Деятельность центра предусматривает большое количество командировок студентов и аспирантов в регионы добычи «Газпром нефти», стажировки в добывающие предприятия компании [1, 2].

Основными целями деятельности ОНИЦ являются:

- сотрудничество по подготовке и реализации научно-исследовательских работ, основанное на понимании общих интересов и преимуществ объединения и координации усилий по выстраиванию долгосрочных отношений

**ФАКТЫ**

**30** МЛН

рублей выделил ООО «Газпромнефть НТЦ» для оснащения лабораторного комплекса ОНИЦ

На базе Горного университета традиционно проводится Международная конференция ПАО «Газпром нефть»: «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений»

между профессиональными участниками высокотехнологичного сектора российской экономики;

- развитие компетенции Горного университета как научно-исследовательского университета.

Для решения поставленных целей участники ОНИЦ решают следующие задачи (рисунок 3):

- разработка инновационных физико-химических методов воздействия на продуктивный пласт;
- подбор технологических жидкостей, используемых в капитальном ремонте скважин;
- подбор поверхностно-активных веществ, используемых в нефтедобыче;
- борьба с коррозией и биокоррозией металлов;
- внедрение новых способов гидроразрыва пласта;
- разработка и испытание буровых растворов.

Разработки объединенного научно-исследовательского центра позволят существенно сократить путь от выдвижения научно-технологических идей до внедрения инновационных технологий на предприятиях компании. Горный университет обладает достаточным научным, техническим и кадровым потенциалом для участия в инновационных проектах нефтегазовых компаний.

РИС. 3. Исследовательские задачи объединенного научно-исследовательского центра



Ядром ОНИЦ являются 8 научно-исследовательских лабораторий, оснащенных самым современным экспериментальным оборудованием: подготовки керна и пластовых флюидов; физики нефтегазового пласта; реологических исследований; моделирования разработки нефтегазовых месторождений; исследований нефтяных дисперсных систем; исследований процессов фильтрации пластовых

нефтей; тампонажных и буровых растворов; исследований процессов коррозии и солепарафиноотложений (рисунок 4). В работе ОНИЦ вместе со штатными сотрудниками ООО «Газпромнефть НТЦ» и Горного университета активно участвуют аспиранты и студенты.

РИС. 4. Научно-исследовательские лаборатории объединенного научно-исследовательского центра



РИС. 5. V Международная техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений»



Для оснащения лабораторного комплекса ОНИЦ было выделено около 210 млн руб., в том числе:

- Горный университет – 180 млн руб.;
- ООО «Газпромнефть НТЦ» – 30 млн руб.

Для реализации поставленных задач ОНИЦ:

- проводит круглые столы, семинары, конференции;
- содействует заключению договоров с нефтегазодобывающими предприятиями и участниками Консорциума;
- содействует формированию команды исследователей, в том числе из студентов и аспирантов Горного университета;
- содействует выполнению договоров по темам НИР и НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы);
- содействует разработкам инновационных технологий;
- содействует развитию новых направлений деятельности;

### ФАКТЫ

Одним из направлений Технологической стратегии, которую реализует «Газпром нефть», являются проекты, связанные с поиском наиболее эффективных способов изучения и добычи углеводородов из баженовской свиты, которые также реализуются в рамках ОНИЦ

- содействует активному взаимодействию с исследовательскими структурами и промышленностью;
- формирует и реализует дополнительные учебные программы для различных уровней образования;
- осуществляет технологическое прогнозирование, изучение и анализ имеющихся и разрабатываемых инновационных технологий в области добычи и переработки углеводородного сырья с целью отбора наиболее перспективных и затребованных на рынке.

Так на базе Горного университета стала уже традиционной Международная конференция ПАО «Газпром нефть»: «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов

РИС. 6. Лабораторные исследования в ОНИЦ в рамках проекта по глушению скважин



РИС. 7. Опытно-промышленные испытания нового блокирующего состава для глушения скважин



нефтегазоконденсатных месторождений» (рисунок 5). Свои доклады по основным направлениям работы с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) представляют специалисты «Газпром нефти» и других крупных компаний отрасли. В числе тем – новые подходы к проведению гидроразрыва пласта при разработке ТРИЗ, управление программами разведки и разработки нетрадиционных запасов, технологии сейсморазведки и др. Для эффективной работы с ТРИЗ «Газпром нефть» использует инновационные технологии, занимаясь бурением горизонтальных и многоствольных скважин, а также применяя операции многостадийного гидроразрыва пласта. «Газпром нефть» занимается разработкой не только ТРИЗ, но и нетрадиционных запасов, к числу которых относится распространенная в России баженовская свита. Одним из направлений Технологической стратегии, которую реализует «Газпром нефть», являются проекты, связанные с поиском наиболее эффективных способов изучения и добычи углеводородов из баженовской свиты, которые также реализуются в рамках ОНИЦ.

По мнению организаторов Консорциума, синергетический эффект от объединения потенциалов «Газпромнефть НТЦ» и Горного университета будет достигнут в том числе за счет совмещения возможностей современной лабораторной базы (рисунок 6) с масштабными «полевыми» испытаниями (рисунок 7) [1].

На данный момент в рамках ОНИЦ ведутся работы по повышению эффективности глушения добывающих скважин в условиях Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ). Перед учеными Горного университета и специалистами «Газпромнефть НТЦ» поставлена нетривиальная задача, в связи с особенностями геологического строения ВУ ОНГКМ, а также сложными технологическими и техническими условиями эксплуатации добывающих скважин: трещинный карбонатный коллектор; высокий газовый фактор; открытый и протяженный

### ФАКТЫ

Учеными ОНИЦ разработан блокирующий состав для глушения скважин, который в настоящее время проходит стадии опытно-промышленных испытаний на ВУ ОНГКМ

Ядром ОНИЦ являются 8 научно-исследовательских лабораторий, оснащенных самым современным экспериментальным оборудованием

Научно-исследовательская деятельность студентов, аспирантов и молодых ученых, в рамках Консорциума, максимально приближена к потребностям нефтегазодобывающей отрасли

горизонтальный участок ствола скважины в продуктивном пласте; проведение кислотных гидроразрывов пласта и массивные соляно-кислотные обработки; оборудование скважин забойными пакерами. На данный момент учеными ОНИЦ разработан блокирующий состав для глушения скважин, который в настоящее время проходит стадии опытно-промышленных испытаний на ВУ ОНГКМ (рисунок 7).

По мнению специалистов ОНИЦ перспективы партнерства просматриваются на годы вперед. Создатели ОНИЦ надеются на то, что открытие подобных центров будет внедряться под крышей и других российских университетов, и их дальнейшее развитие и поддержка станут для российских нефтегазовых компаний долгосрочной стратегией. У создателей проекта нет сомнений в том, что это лишь первый этап нового уровня сотрудничества, формы которого будут обретать все новые грани [1]. ●

### Литература

1. Калинин В. Фабрика инноваций / В. Калинин // Сибирская нефть. – 2011. – № 3. – С. 32–35.
2. Рогачев М.К. Нефтегазовый факультет в Горном стал оазисом передовой науки / НефтьГазПромышленность – 2012. – № 3. – С. 52–56.

KEY WORDS: Mining University, Gazpromneft NTC, research center, education, scientific support for oil and gas industry.



# ЗАЗЕМЛЕНИЕ В ВЫСОКООМНЫХ ГРУНТАХ

## Инновационная система Бипрон™

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ – ОДНА ИЗ САМЫХ ТЕХНОЛОГИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ, ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА БОЛЬШИНСТВО ОБЪЕКТОВ ОСНАЩЕНЫ ПО ПОСЛЕДНЕМУ СЛОВУ ТЕХНИКИ. СОВРЕМЕННАЯ ЭЛЕКТРОНИКА ВО МНОГО РАЗ СЛОЖНЕЕ И ТОЧНЕЕ ТОЙ, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАЛАСЬ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И БЫТУ 10-15 ЛЕТ НАЗАД, А ЧЕМ СЛОЖНЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕМ БОЛЕЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНЫМ ОНО ОКАЗЫВАЕТСЯ К ВНЕШНИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ВОЗРАСТАЮТ И ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЗЕМЛЕНИЮ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ КОМПАНИИ?

*OIL AND GAS INDUSTRY IS ONE OF THE MOST TECHNOLOGICALLY ADVANCED INDUSTRIES; MOST FACILITIES FROM THE FIELD TO THE REFINERY ARE EQUIPPED UP TO THE STATE OF THE ART. MODERN ELECTRONICS IS MANY TIMES MORE COMPLICATED AND MORE PRECISE THAN THAT USED IN INDUSTRY AND EVERYDAY LIFE 10-15 YEARS AGO, AND THE MORE COMPLEX THE EQUIPMENT, THE MORE SENSITIVE IT IS TO EXTERNAL ELECTRICAL INFLUENCES. IN CONNECTION THEREWITH, THE REQUIREMENTS FOR GROUNDING ALSO INCREASE. WHAT SOLUTIONS ARE OFFERED BY MODERN COMPANIES IN THIS AREA?*

Ключевые слова: заземление, высокоомные грунты, токоотдача, состав «МАГ-2000», около электродные заполнители.

### Алексей Грибанов, технический директор ООО «Бипрон»

Заземлитель – проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду (ПУЭ п. 1.7.15.).

Качество такого контакта напрямую влияет на эффективность заземлителя, которая зависит от удельного электрического сопротивления окружающего грунта. В свою очередь, удельное сопротивление грунта зависит от таких характеристик, как почвенный состав грунта, температура в определенный момент времени года, содержание грунтовой влаги, степень засоленности, глубины промерзания грунта в зимний период, наличие многолетней мерзлоты и т.п. Для заземлителей существует еще один значимый фактор – переходное электрическое сопротивление электрод-грунт. Данная характеристика важна, как показатель эффективности заземлителя,

как в составе молниезащиты зданий и оборудования, так и функционального заземления (например, телекоммуникационного оборудования), а также защитного (рабочего, рабочего-защитного, линейно-защитного) заземления.

Современная электроника очень чувствительна к внешним электрическим воздействиям. В связи с этим возрастают требования и к заземлению.

Для достижения нормативных значений контура заземления в настоящее время используются множество способов. Наиболее известными являются вертикальные (штыревые) заземлители, либо горизонтальные лучевые, из черной углеродистой стали, защищенные от коррозии цинкованием или омедненные. В условиях высокоомных грунтов (например, скальные породы, сухой песок или вечномерзлые грунты) часто применяются глубинные заземлители либо горизонтальные протяженные заземлители из полосовой стали или круглого сечения.

Применение таких способов, ставших «традиционными», чаще всего приводит к высокой металлоемкости контура

заземления, выносу высокого потенциала за пределы защищаемого объекта, значительным трудозатратам на монтаж, обслуживание и последующий ремонт.

Для повышения эффективности заземлителя и снижения переходного электрического сопротивления электрод-грунт, сегодня стараются увеличить площадь токоотдачи вокруг электрода. С этой целью используют различные виды околэлектродных заполнителей, такие как засыпка из минеральных солей, глины, а также угольная засыпка или коксовая мелочь и некоторые другие.

Рассмотрим наиболее популярные из них подробнее.

### Добавление в грунт минеральных солей

Общеизвестно, что засыпка из минеральных солей вокруг заземлителя повышает электропроводность грунта, так как соль, смешиваясь с грунтовой влагой, превращается в электролит. Обычно это хлорид натрия. Соль снижает температуру замерзания грунта и уменьшает риск образования наледей на теле

РЕКЛАМА



заземлителя в зимний период. Такой метод достаточно популярен в северных регионах, в особенности в условиях многолетнемерзлых грунтов. Однако существенным минусом такого способа является снижение концентрации минеральных солей с течением времени, за счет их вымывания в периоды весеннего таяния снега или летних и осенних дождей, и как следствие, уменьшение эффективности заземлителя. Таким образом, данный метод имеет прямую зависимость от скорости миграции влаги в грунте и является совершенно неприемлемым в скальных и гравелистых грунтах.

### Замена грунта вокруг электрода глинистой смесью

Так как электрическое сопротивление заземлителя прямо пропорционально удельному сопротивлению окружающего грунта, то замена части грунта вокруг электрода на глину, например, бентонит, которая имеет хорошую электропроводность, частично решает эту проблему. Дополнительным плюсом является то, что глина не растворима в воде и практически не вымывается из приэлектродного пространства.

Существенным недостатком этого способа является значительное объемное расширение глины (до 300%) при насыщении ее водой. При высыхании это приводит к образованию воздушных полостей между глинистым наполнителем и телом заземлителя и резкому увеличению переходного сопротивления электрод-грунт.

Кроме того, глина относится к пучинистым грунтам, в результате чего возрастает вероятность «морозного выдавливания» заземлителя из грунта. В засушливый сезон, высыхая, глина превращается в барьер для воды, который не позволяет грунтовой влаге проникать к заземлителю.

### Угольная засыпка или засыпка коксовой мелочью

Принято, что при монтаже заземления с указанной засыпкой, ее обильно проливают водой и, конечно, первые измерения сопротивления показывают хороший результат. Однако попробуйте снять показания после сухого лета и вы будете неприятно удивлены.

Несмотря на хорошую электропроводность, такие засыпки плохо удерживают влагу вокруг заземлителя, из-за низкой смачивающей способности угля, что существенно сказывается на величине электрического

### Специалисты по электрохимической защите (ЭХЗ) от коррозии отмечают, что применение «МАГ-2000» в качестве замены окружающего грунта вокруг анодных электродов увеличивает их эффективность

сопротивления заземления, особенно в засушливых районах.

Кроме того, неоднородность фракции заполнителя приводит к недостаточной сплошности засыпки и образованию воздушных полостей в приэлектродном пространстве, что также негативно влияет на общую эффективность работы ЗУ.

### Возможные пути решения

НПО «Бипрон» еще в 2007 году поставило перед собой задачу разработать заземлитель, который будет эффективен в любых почвенно-климатических условиях, особенно в высокоомных грунтах (скалы, сухие пески, вечномерзлые грунты). Одним из самых сложных для наших инженеров оказался вопрос – как добиться от околэлектродной засыпки одновременно достаточной сплошности и хорошей электропроводности вне зависимости от сезонных изменений

геоэлектрической структуры грунта, количества грунтовой влаги и температуры. Обычным способом, применяя только минеральные органические компоненты, такой задачи не решить. В лаборатории компании было протестировано множество компонентов и их сочетание. В результате чего мы нашли инновационное решение, которое легло в основу «МАГ-2000» – минерального активатора грунта, представляющего собой сухую смесь, которая при затворении водой превращается в не растворимый электропроводящий гидрогель, не меняющий свои свойства сколь угодно долго, способный работать в большом температурном диапазоне от -60 до +60°С.

Представьте себе электрод, находящийся в течение всего срока эксплуатации в некой полувлажной «гелевой рубашке», которая увеличивает площадь токоотдачи и имеет минимальное переходное сопротивление электрод-грунт. Мечта стала реальностью!

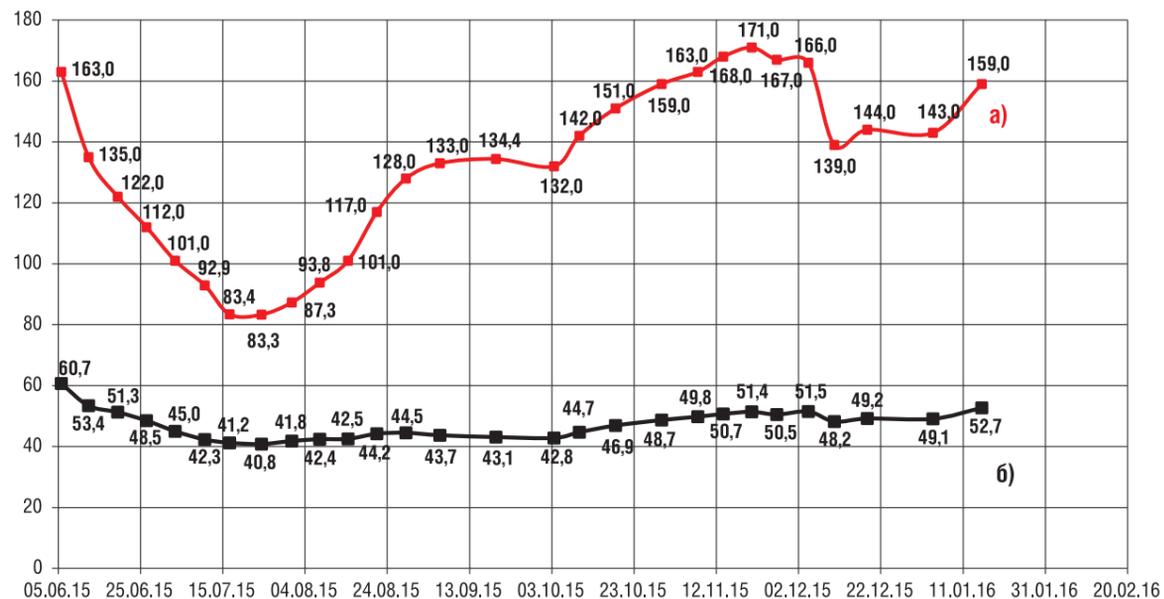
«МАГ-2000» имеет удельное электрическое сопротивление менее 0.04 Ом\*м, а гелеобразная структура обеспечивает отличную однородность засыпки. «МАГ» хорошо удерживает влагу вокруг электрода, что особенно актуально в сухих песчаных или скальных грунтах, а также в засушливой местности. Поставляется минеральный активатор в виде сухой смеси, в мешках по 30 кг, которая перед укладкой затворяется водой.

### Состав «МАГ» патентован

Кроме заполнения пространства вокруг заземлителей, «МАГ-2000» применяют для засыпки магистральных шин заземления, сетки выравнивания потенциалов и уменьшения шагового напряжения на подстанциях.

«МАГ-2000» имеет множество преимуществ по сравнению с другими наполнителями, но еще

РИС. 1. Сравнительный анализ изменения сопротивления традиционного заземляющего электрода (а) и заземлителя «Бипрон» (б) той же длины и диаметра



лучше его свойства проявляются при использовании вместе с заземляющими электродами «Бипрон». Заземлители «Бипрон» изготовлены из высококачественной нержавеющей стали и имеют внутри специальный многокомпонентный наполнитель, который проникает в грунт через перфорацию в стенках электрода, образуя электролит. Этот наполнитель подбирается в зависимости от влажности почвы и климатических условий. Имея небольшую длину – 2,5–6 м, заземлители «Бипрон» чрезвычайно эффективны в любых почвенно-климатических условиях, вне зависимости от типа грунта.

Эффективность технологии заключается в следующем:

1. Один электрод «Бипрон», в комплекте с минеральным активатором грунта «МАГ-2000», способен заменить 10 традиционных заземлителей той же длины.
2. Обеспечивается сверхбыстрое растекание электрического тока даже в грунтах с высоким удельным сопротивлением, например, сухие пески, скалы, вечная мерзлота (здесь – аналогов нет).
3. Стабильная работа контура заземления вне зависимости от сезонных колебаний температур, влажности и изменения геоэлектрической структуры грунта.



4. Требуется на 70% меньше площади для размещения контура заземления в сравнении с традиционными системами.
5. Гарантийный срок службы 30 лет. Система заземления «Бипрон» не требует времени на

Продукция «Бипрон» включена в Реестр инновационных решений ПАО «Россети». ООО «Бипрон» – надежный поставщик ПАО «ГАЗПРОМ». Пройдена сертификация в системе «ГазпромСерт». Аккредитация в ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть». В сентябре 2016 г. успешно прошли испытания на опорах ВЛ-110 кВ вьетнамской государственной энергетической компании Vietnam Electricity (EVN)

формирование области с высокой электропроводностью вокруг себя, она начинает «работать сразу». Отметим, что во время эксплуатации показатели только улучшаются за счет постоянного формирования объема грунта с высокой электропроводностью вокруг электрода заземления.

«Бипрон» – единственная в России компания, проводящая долгосрочные испытания заземления.

Специалистам было бы интересно увидеть, насколько нестабильны показатели традиционного заземления, в зависимости от времени года, климатических условий и т.д.

В целом применение технологии Бипрон™ позволяет экономить десятки миллионов рублей на устройстве и обслуживании ЗУ. ●

KEY WORDS: *grounding, high resistance soils, discharge, composition «MAG-2000», about the electrode fillers.*

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

### Приватизация «Роснефти» продолжится в 2008 году

По мнению высокопоставленного источника, государство может снова разместить акции «Роснефти» на рынке уже в 2008 г. С одной стороны – это новые инвестиции, а с другой – лояльные акционеры. Идеальный вариант – после формирования нового правительства. Государство сохранит контроль за нефтяной компанией. Размещение должно пройти после того, как будут распределены лицензии по шельфовым месторождениям.



### Комментарий Neftegaz.RU

11 декабря 2016 г. было подписано соглашение по продаже 19,5% акций Роснефти, принадлежащие Роснефтегазу, консорциуму иностранных инвесторов – Glencore и суверенный фонд Катара (Qatar Investment Authority). Сделка по приватизации доли участия 19,5% в Роснефти и контрольного пакета акций в Башнефти является крупнейшей в истории России. По итогам приватизации федеральный бюджет получит 710,8 млрд руб.

### Государство начинает самостоятельное бурение

Государство профинансирует бурение скважин в Восточной Сибири и Якутии. Таким образом, правительство пытается увеличить добычу нефти



на этой территории, которая должна наполнить трубопровод ВСТО. Об этом заявил министр природных ресурсов России Ю. Трутнев 7 марта 2007 г. Всего предполагается пробурить 7 скважин за 3 года с объемом финансирования 3,365 млрд. руб.

сообществом». В. Путин изложил мотивы беспокойства в связи с планами США создать базу ПРО в Центральной Европе, а Дж. Буш выразил готовность сотрудничать в интересах общей безопасности.

### Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня проекты по ТРИЗ и нетрадиционным запасам углеводородов, в большей степени, в Восточной Сибири по прежнему представляют большой интерес. В этом регионе большой объем работ запланировал холдинг Росгеология, в частности, в Иркутской области и Якутии. В 2016 г. завершена сварка последнего стыка линейной части напорного трубопровода увеличенной мощности для транспортировки нефти со Среднеботуобинского месторождения. Трубопровод протяженностью 168 км соединит месторождение с МНП ВСТО с узлом подключения в районе г. Ленск.

### В.Путин созвонился с Дж.Бушем

29 марта 2007 г. состоялся телефонный разговор президентов России и США – В. Путина и Дж. Буша. В ходе обсуждения была затронута ситуация, после принятия резолюции Совбеза ООН вокруг иранской ядерной программы. Президенты отметили, что «Тегерану послан серьезный политический сигнал о необходимости сотрудничества с МАГАТЭ и международным

### Комментарий Neftegaz.RU

Темы телефонного разговора президентов двух стран спустя 10 лет особенно не изменились. 28 января 2017 г. состоялся первый телефонный разговор В. Путина и президента США Д. Трампа.



В. Путин поздравил Д. Трампа с вступлением в должность, напомнил, что РФ сейчас рассматривает США в качестве важнейшего партнера в борьбе с международным терроризмом. Президенты говорили о активизации работы по стабилизации и развитию российско-американских отношений, о борьбе с терроризмом и ситуации на Ближнем Востоке. Обсудили арабо-израильский конфликт, иранскую ядерную программу, кризис на Украине. Еще один акцент был сделан на восстановлении взаимовыгодных торгово-экономических отношений. ●

# ОСОБЕННЫЙ ПОДХОД К УНИКАЛЬНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

## БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА МЕССОЯХЕ

Елена Алифирова

БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕЕТ РЯД ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ. ОСНОВНЫЕ ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОЧЕНЬ ПРЕРЫВИСТЫМИ ПО ПЛОЩАДИ И РАЗРЕЗУ ТЕРРИГЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ. НЕФТЕНОСНОСТЬ УЧАСТКА ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ СЕНОМАНСКИМИ ГОРИЗОНТАМИ. ВСЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ НАЛИЧИЕМ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ ШАПКИ, ЧТО, НАПРИМЕР, НЕ ПОЗВОЛЯЕТ НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ПОЛНОЙ МЕРЕ ИСПОЛЬЗОВАТЬ СТАНДАРТНЫЕ СПОСОБЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА. ЭТИ И ДРУГИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН ПРЕДЪЯВЛЯЮТ ПОВЫШЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛЬЗУЕМЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, А ТАКЖЕ, В ЧАСТНОСТИ, К КАЧЕСТВУ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

*WELL DRILLING AT MESSOYAKHSKOYE FIELD HAS A RANGE OF GEOLOGICAL PECULIARITIES. THE MAIN PRODUCTIVE STRATA ARE REPRESENTED BY TERRIGENOUS RESERVOIR, WHICH ARE VERY SCATTERED IN A HORIZONTAL SENSE AND IN TERMS OF SECTIONS. OIL-BEARING CAPACITY OF THE AREA IS DETERMINED BY CENOMANIAN HORIZONS. ALL FIELDS OF THE GROUP ARE CHARACTERIZED BY PRESENCE OF A SIGNIFICANT GAS-CAP, WHICH, FOR EXAMPLE, DOES NOT ALLOW TO USE STANDARD WAYS OF PRODUCTION STIMULATION AT VOSTOCHNO (EASTERN)-MESSOYAKHSKOYE FIELD TO THE FULL EXTENT. THESE AND OTHER PECULIARITIES DURING WELL CONSTRUCTION IMPOSE HEIGHTENED REQUIREMENTS TO USED TECHNOLOGIES AND MATERIALS AND ALSO, IN PARTICULAR, TO QUALITY OF THE WASHING LIQUID*

Ключевые слова: бурение, буровые растворы, Мессояхское месторождение, Сибирская Сервисная компания, промывочная жидкость.

Горно-геологические характеристики разреза на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении поставили перед специалистами Сибирской Сервисной Компании, ведущей буровые работы на месторождении, ряд геологических вызовов. Ответом на эти вызовы, сопряженные с повышенными требованиями к качеству промывочной жидкости, стали особые рецептуры буровых растворов, дающие наибольший эффект при бурении в самых северных точках страны.

Рецептура подбиралась из расчета на увеличение термостойкости, стабильности и укрепления ствола скважины. При выборе бурового раствора на данном месторождении, особое внимание специалисты обращали на обеспечение высокого качества первичного вскрытия продуктивного горизонта. В полной мере предъявляемым требованиям соответствовали глинистый раствор, полимер-глинистый, полимер-глинистый ингибированный, биополимерный ингибированный раствор «ЭКТА-СИЛ», а также термоустойчивый раствор «ЭКТА-ТЕРМ».

### ФАКТЫ

Восточно-Мессояхское месторождение вслед за Новопортовским и Приразломным — третий по счету проект, успешно реализованный «Газпром нефтью» в Арктике

150-

400 тонн в сутки – запускной дебит скважины на Мессояхском месторождении

4,2 МЛН Т

нефти – предполагаемый объем добычи на Мессояхском месторождении на 2018 г.

Компоненты данных буровых растворов не оказывают негативного влияния на почвы, что очень актуально, учитывая экологическую привередливость северных районов. А такие свойства, как увеличение устойчивости ствола скважины и устойчивости к высоким температурам делают возможным применение этих буровых растворов на месторождениях в любых других регионах.

Услуги по сопровождению буровых растворов предоставляет филиал «ССК-Технологии» АО «Сибирская Сервисная Компания». Подразделения филиала в регионах присутствия ССК позволяют проводить данные работы как для подразделений самой ССК, так и для сторонних заказчиков.

При разработке программ по приготовлению буровых растворов и их проверке в лабораторных условиях неизменно учитываются все требования заказчика и особенности скважины. На объектах инженеры-технологи обеспечивают контроль над приготовлением бурового раствора и сопровождение процесса его применения, оперативное реагирование на изменение условий бурения. ●

KEY WORDS: drilling, drilling fluids, Messoyakhskoye field, Siberian Service company, washing liquid.



# ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП в условиях Приобского месторождения



**Бархатов Эдуард Александрович,** магистр кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет



**Яркеева Наталья Расатовна,** к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

ДОЛЯ ЛЕГКОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕУКЛОННО СОКРАЩАЕТСЯ, И НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ВСЕ БОЛЬШЕ ВНИМАНИЯ УДЕЛЯЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯМ, ПОЗВОЛЯЮЩИМ РАЗРАБАТЫВАТЬ ЗАЛЕЖИ СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ. В ПРЕДЛАГАЕМОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГРП НА ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПО СРАВНЕНИЮ С НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫМИ, ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ ЛУЧШИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ РАБОТЫ, А ТАКЖЕ БОЛЬШИМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ДЛЯ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

*THE SHARE OF RESERVES WITH EASY TO RECOVER HYDROCARBONS HAS BEEN STEADILY DECLINING AND TODAY MORE AND MORE ATTENTION IS PAID TO TECHNOLOGIES, WHICH ALLOW TO DEVELOP DEPOSITS WITH COMPLICATED GEOLOGICAL AND PHYSICAL CONDITIONS. THIS ARTICLE DESCRIBES THE EXPERIENCE OF USING HORIZONTAL WELLS WITH MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING ON THE EXPERIMENTAL SITE AT THE PRIOBSCOIE FIELD. COMPARED TO DIRECTIONALLY INCLINED, THESE WELLS HAVE BETTER PERFORMANCE, AND LARGE VALUES OF ORF, AND THE RECOVERY RATE. IT ALSO DESCRIBES A METHOD OF CALCULATING THE OPTIMAL PARAMETERS OF MULTI-STAGE FRACTURING IN HORIZONTAL WELLS*

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы, горизонтальная скважина, новые технологии, эффективность МГРП.

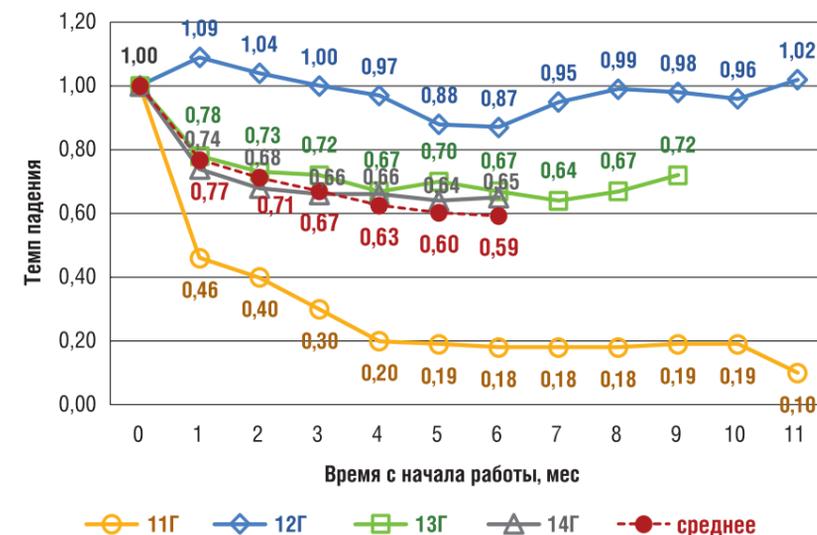
В настоящее время бурение горизонтальных скважин в сочетании с многостадийными гидроразрывами пластов считается наиболее перспективным для эффективного извлечения запасов из низкопроницаемых расчлененных пластов. Многостадийный ГРП (МГРП) позволяет в одной пробуренной горизонтальной скважине провести несколько полноценных ГРП, за счет чего

происходит интенсификация притока жидкости, обеспечивается максимальный охват выработкой ранее не дренируемых зон.

Тем самым эта технология позволяет ввести в разработку ранее нерентабельные запасы и увеличить не только темпы выработки, но и коэффициент нефтеотдачи. Применение МГРП на горизонтальных скважинах для

УДК 622.276.66

РИС. 1. Темпы падения по дебиту жидкости ГС с МГРП на 1 кусте



разработки трудноизвлекаемых запасов показало высокую эффективность, и сейчас данная технология активно внедряется крупнейшими российскими нефтегазовыми компаниями на месторождениях Западной Сибири, в частности на Приобском месторождении.

Согласно действующему проектному документу пробурен опытный участок (куст 1) с четырьмя горизонтальными скважинами с ГРП по технологии StageFrac с протяженностью горизонтальных стволов 800–1000 м. На всех скважинах проведено 6–7 ГРП с загрузкой пропанта от 50 до 110 т на операцию. Две горизонтальные скважины (№11Г и №12Г) были введены в разработку в 2011 г. и две (№13Г и №14Г) в 2012 г. По состоянию на 01.01.2013 г. все четыре горизонтальные скважины пробурены на пласт АС11 с различной протяженностью (рисунок 1). Дополнительная добыча нефти на 01.01.2013 г. от ГС с МГРП составила 202,7 тыс. т, накопленная добыча жидкости 228 тыс. т.

Наилучшие показатели получены по скважинам 12Г и 13Г, что связано в первую очередь с увеличением нефтенасыщенных толщин. Темпы падения у скважины 11Г самые

низкие, падение дебитов связано с аварийным состоянием скважины. Наблюдается стабилизация темпов падения по жидкости. В среднем темп падения составляет 0,6.

На опытном участке в 2011–2012 годах также были введены в эксплуатацию четыре наклонно-направленные добывающие скважины: 15, 16, 17 и 18. Показатели работы данных скважин значительно уступают горизонтальным с ГРП. В таблице 1 приводится сопоставление работы горизонтальных и наклонно-направленных скважин опытного участка.

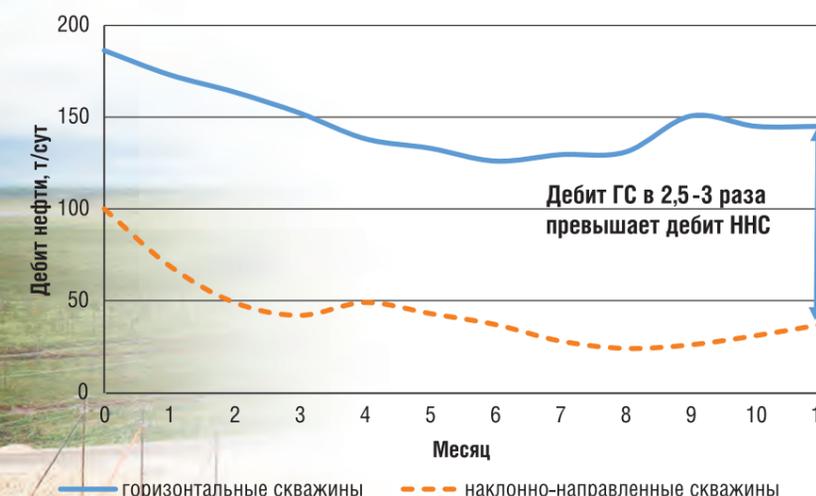
Как видно из рисунка 2, текущий дебит ГС превышает в 2,5–3,0 раза дебиты вертикальных скважин опытного участка.

Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину составляет 10,7 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам

ТАБЛИЦА 1. Основные технологические показатели работы ГС и ННС

Параметры работы	Горизонтальные скважины с МГРП		Наклонно-направленные скважины с ГРП	
	Запускные параметры	Состояние на 01.01.2013	Запускные параметры	Состояние на 01.01.2013
Дебит нефти, т/сут	210,5	131,8	93,2	15,5
Дебит жидкости, т/сут	255,3	161,5	99,3	34,3
Обводненность, %	5,3	18,0	6,3	33,5
Накопленная добыча нефти, тыс. т	202,4		42,7	
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	228,0		70,4	

РИС. 2. Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 1



50,6 тыс. т (от 22,7 до 89,2 тыс. т). Дополнительная добыча нефти за период 2011–2012 гг. составила 202,7 тыс. т.

Высокая стоимость строительства горизонтальных скважин с многостадийным ГРП диктует необходимость тщательно подходить к этапу проектирования. На Приобском месторождении были проведены расчеты вариантов разработки опытного участка от различных параметров: расположение скважин, ориентация трещин. Сравнения проводились с базовым утвержденным вариантом – девятиточечной системой разработки с плотностью сеток 25 и 16 га/скв. Поперечная ориентация трещин для низкопроницаемых коллекторов является предпочтительной: большая продуктивность добывающих скважин, покрывают больший объем коллектора, ввод в разработку высокорасчлененных пластов. Однако по результатам выбора вариантов предпочтение было отдано продольному расположению трещин, ввиду меньших рисков реализации данной системы и сложности с организацией системы заводнения скважин с поперечной ориентацией трещин ГРП [1].

По результатам гидродинамического моделирования внедрение ГС с МГРП на опытном участке позволит не только на 5 процентов увеличить КИН, но также и сократить время разработки более чем вдвое по сравнению с базовым вариантом. Применение гидродинамических моделей является одним из основных средств для проектирования, но, несмотря на высокую точность, невозможно ограничиться только применением данных моделей для расчета вариантов разработки, ввиду наличия огромного числа этих вариантов и высоких временных затрат на проведение расчетов. Рациональным подходом в данном случае будет двухступенчатое моделирование, когда на первой стадии с помощью аналитических моделей производится

предварительные расчеты, позволяющие сократить количество вариантов, оценить степень влияния каждого из параметров на уровни добычи нефти, а на второй ступени произвести уточнения с помощью численных гидродинамических расчетов и выбрать наилучший вариант.

В работе [2] предложена следующая модель для расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП и поперечным расположением трещин:

$$Q = \frac{2khL}{\mu \cdot \ell} \left( P_{на} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{заб}}{2} \right) + Q_D \quad (1)$$

Данная формула состоит из двух частей, первый член уравнения описывает приток жидкости к границе трещинного пространства при исключении внешних частей зон дренирования крайних трещин.

Учет внешних частей зон дренирования крайних трещин производится по формуле:

$$Q_D = \frac{2k \cdot (P_{на} - P_{заб})}{\mu \cdot \ell} 2hx_f \quad (2)$$

где  $S_f = 2hx_f$  – площадь трещины;

$x_f$  – полудлина трещины ГРП;

$\ell$  – расстояние до контура питания.

Давление на границе межтрещинного пространства:

ТАБЛИЦА 2. Исходные данные

Наименование показателя	Значение
Проницаемость пласта $k$ , $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	3,5
Длина скважины $L$ , м	700
Вязкость $\mu$ , МПа·с	1,4
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	26
Забойное давление $P_{заб}$ , МПа	5
Полудлина трещины $x_f$ , м	50
Толщина пласта $h$ , м	14
Расстояние до контура питания $l$ , м	300
Объемный коэффициент $b$	1,2

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета дебита жидкости от числа трещин ГРП

Число трещин ГРП	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_0$ , МПа	24,0	18,5	14,8	12,4	10,7	9,5	8,7	8,0	7,5	7,1	6,8	6,6
$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	148,0	186,9	212,7	230,1	241,9	250,3	256,4	260,9	264,4	267,1	269,2	271,0

$$P_0 = \frac{P_{на} - \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 A \right) \cdot P_{заб}}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 A} \quad (3)$$

где  $A = \frac{2x_f \ell}{L^2}$ ,

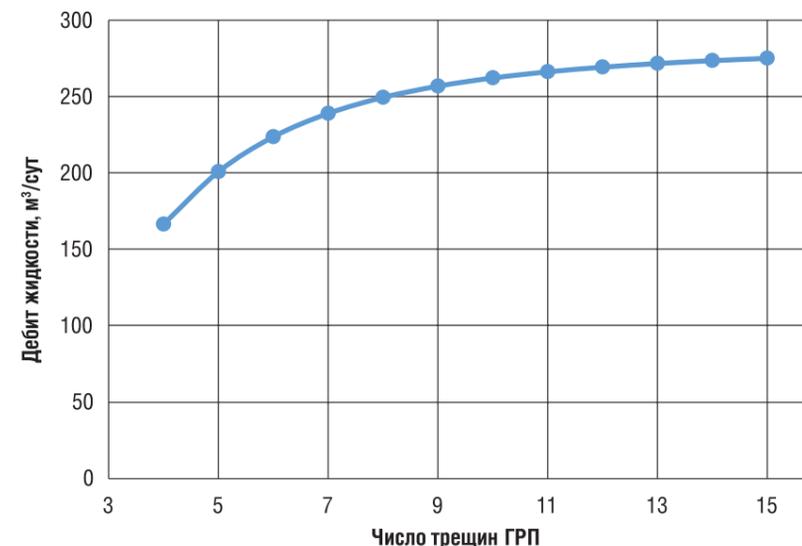
$L$  – длина горизонтальной скважины;

$N$  – число трещин ГРП.

Рассчитаем дебит горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, пробуренной в условиях продуктивного пласта АС<sub>11</sub>. Нефтенасыщенная толщина пласта 14 м. Пластовое давление 26 МПа, забойное 5 МПа, средняя проницаемость пласта  $3,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Одним из недостатков применяемой модели является то, что при расчете дебита жидкости не учитывается приток жидкости в горизонтальную скважину без трещин. Возникающая при этом погрешность, возможно, существенна при малом числе трещин. Но при дальнейшем росте количества трещин, ошибка значительно уменьшается, так как основная часть потока уходит в трещины. В связи с этим ГС с

РИС. 3. Зависимость дебита жидкости от числа трещин ГРП



числом трещин меньше четырех из рассмотрения исключаем.

$$A = \frac{2x_f \ell}{L^2} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 350}{700^2} = 0,33$$

Результаты расчета дебита жидкости и давления на границе трещинного пространства сведены в таблицу 3. Данная зависимость представлена на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3, при числе трещин больше 8 значительного прироста дебита жидкости не наблюдается и при дальнейшем росте числа трещин ГРП происходит выполаживание графика.

Рассмотрим влияние отдельных параметров на показатели МГРП. На рисунке 4 представлены зависимости дебитов жидкости от числа трещин ГРП для их различных полудлин.

При значительном количестве ГРП влияние размера трещин значительно снижается и в большей степени влияние оказывает протяженность горизонтального ствола скважины (рисунк 5). Бурение более длинных горизонтальных стволов эффективно при формировании более интенсивной системы ППД.

При проектировании МГРП необходимо учитывать падение дебитов. Если не учитывать расположение ближайших нагнетательных скважин, также возможно преждевременное обводнение продукции.

Задавшись экспоненциальным темпом падения дебитов,

рассчитаем накопленную добычу нефти за 3 года [3]. По четырем уже пробуренным скважинам средний темп падения составляет 0,56. Начальная обводненность составляет 5,3 процента, коэффициент эксплуатации в среднем по месторождению 0,96. Плотность нефти в поверхностных условиях 0,87 г/см<sup>3</sup>.

Экспоненциальный коэффициент падения:

$$\alpha = \ln \left( \frac{q_n}{q_k} \right) \quad (4)$$

где  $q_n$  – добыча на начало расчетного периода;

$q_k$  – добыча на конец расчетного периода.

РИС. 4. Зависимости дебита жидкости от числа трещин ГРП для их различных полудлин

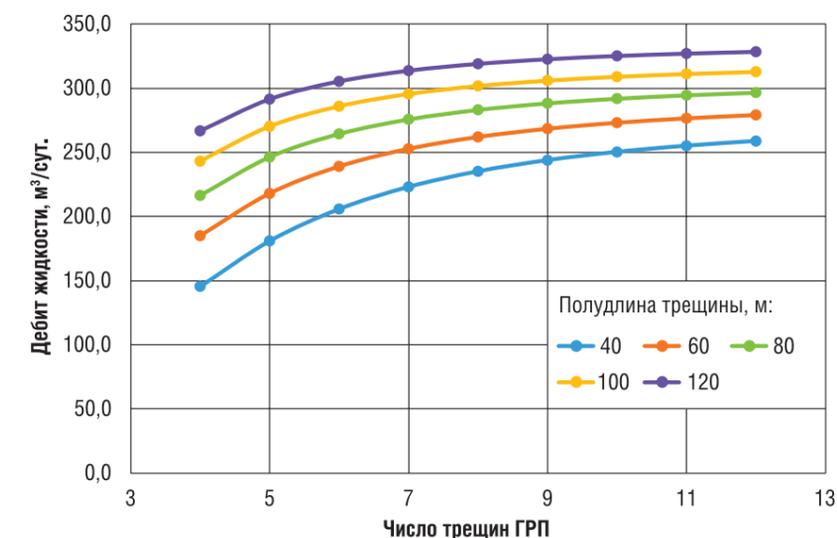


РИС. 5. Зависимости дебита жидкости от числа ГРП в ГС различной протяженности

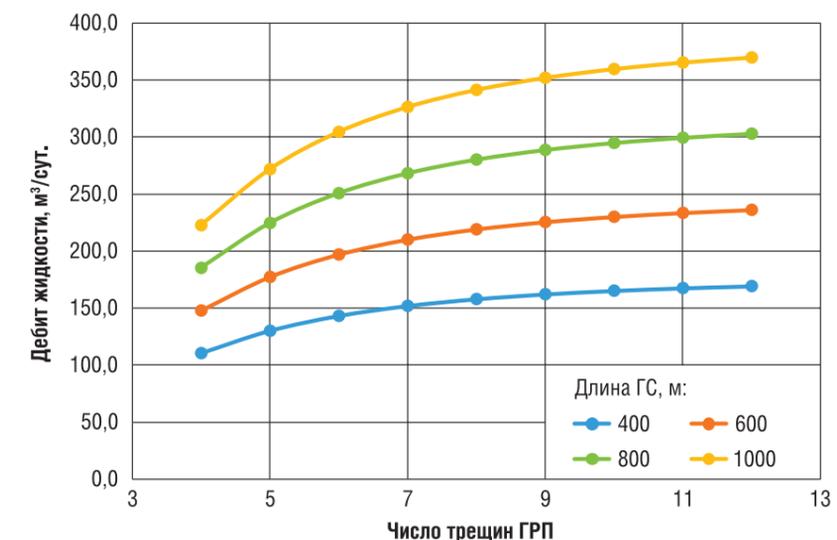
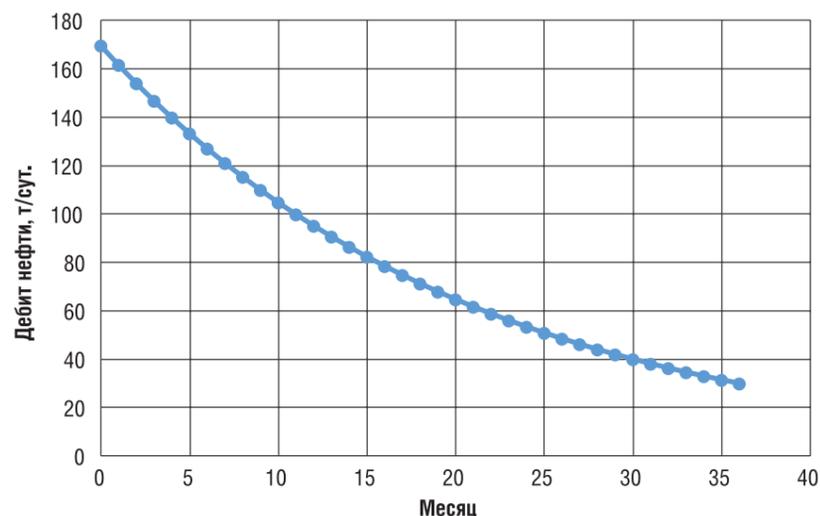


РИС. 6. Кривая падения дебита по нефти



Дебит нефти при этом рассчитывается по формуле:

$$q = q_n \cdot e^{-\alpha \cdot t}, \quad (5)$$

где  $t$  – время.

Прогноз среднесуточных дебитов проведем на 36 месяцев (3 года). Экспоненциальный коэффициент падения равен 0,578. Для примера рассмотрим дебит горизонтальной скважины протяженностью 700 метров, в которой проведено семь ГРП, начальный дебит по жидкости составляет 250 м³/сут, дебит нефти с учетом начальной обводненности составит 203,5 т/сут. Дебит изменяется по следующему закону (рисунок 6):

$$q = 203,5 \cdot e^{-0,578 \cdot \frac{t}{12}} \quad (6)$$

Накопленную добычу рассчитаем, перемножив дебит на число дней в каждом месяце и просуммировав полученные значения. Учтя коэффициент эксплуатации, получим:

$$Q_{\text{нак}} = k_{\text{экс}} \cdot \sum q_i \cdot n_i = 0,96 \cdot 118,7 \cdot 10^3 = 114,0 \text{ тыс. т}, \quad (7)$$

где  $k_{\text{экс}}$  – коэффициент эксплуатации;

$q_i$  – средний дебит  $i$ -го месяца;

$n_i$  – число дней в  $i$ -м месяце.

Таким образом, построенные зависимости позволяют значительно сократить область поиска подходящих вариантов.

Следующим шагом является построение ГДМ в ограниченном пласте с постоянным давлением на границе – уточнение количества стадий ГРП и длины ГС. И затем – расчеты по выбору оптимальной системы разработки, расстановка скважин по выбранной системе и расчет прогнозных уровней добычи нефти. ●

**Литература**

1. Проект разработки Приобского месторождения. – Уфа, «Уфанипнефть», 2012.
2. Елкин, С.В. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта / С. В. Елкин [и др. ] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.
3. Dean, L. Production Decline Analysis / L. Dean, R. Mireault. // Reservoir Engineering for Geologists in Eng. – 2008. – Part 1. – P. 20–22.

KEY WORDS: multi-stage hydraulic fracturing, hard-to-recover reserves, horizontal wells, new technology, efficiency of multistage fracturing.

РИС. 7. Зависимость накопленной добычи нефти от числа трещин ГРП для их различных полудлин

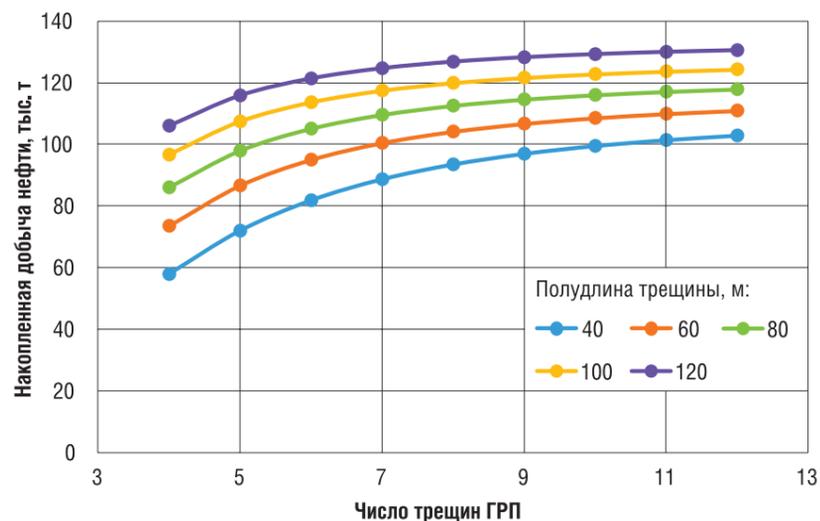
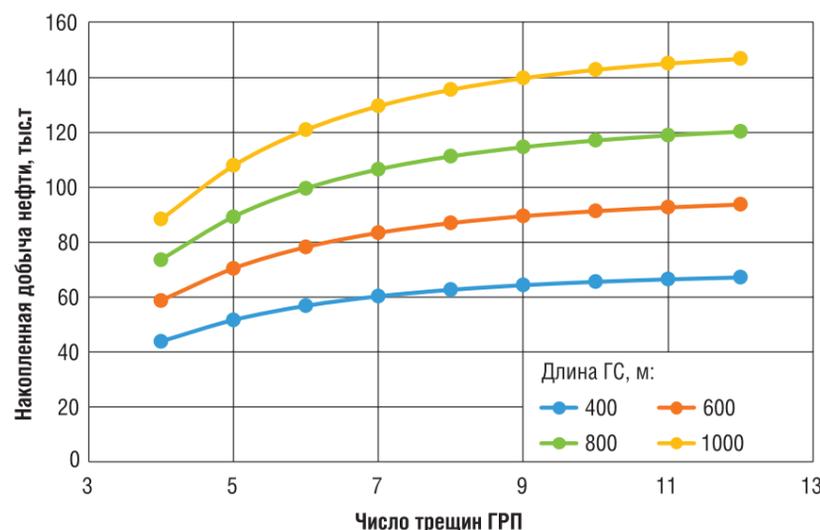


РИС. 8. Зависимость накопленной добычи нефти от числа ГРП в ГС различной протяженности



# ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИРУЮЩЕГО РАСТВОРА

## при бурении скважин с целью предотвращения проявлений неустойчивости пород кыновского горизонта

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ МИНЕРАЛИЗОВАННОГО КРАХМАЛЬНО-БИОПОЛИМЕРНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА, ИНГИБИРОВАННОГО СУЛЬФИРОВАННЫМ АСФАЛЬТОМ. РАБОТЫ ПРОВЕДЕНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЕРНОВЫХ ОБРАЗЦОВ, ОТОБРАННЫХ В ИНТЕРВАЛЕ ФРАНСКОГО ЯРУСА ДЕВОНСКОЙ СИСТЕМЫ

THE RESULTS OF TESTING OF SALT STARCH BIOPOLYMER DRILLING MUD INHIBITED WITH SULFONATED ASPHALT ARE PROVIDED. THE WORKS ARE CARRIED OUT USING CORE SAMPLES TAKEN IN THE INTERVAL OF THE FRASNIAN STAGE OF THE DEVONIAN SYSTEM

Ключевые слова: ингибирование, коллектор, буровой раствор, глинистые отложения, обвалообразование, сульфированный асфальт.

Устойчивость глинистых отложений – одна из актуальнейших проблем бурения, особенно сегодня, когда резко возросли объемы наклонного и горизонтального бурения. За последние 20 лет исследователями предложены различные критерии [1, 2, 3], учитывающие особенности напряженного состояния горных пород, в том числе боковой распор и минимальные горизонтальные напряжения. Методически такие расчеты на сегодняшний день проработаны достаточно детально [4]. Для корректных геомеханических расчетов необходим большой информационный массив данных, например, характеристики давлений и векторы трещин при ГРП, профилометрия, данные электронного микросканирования стенок скважин. Для достоверности прогнозов важны исследования кернов из массивов неустойчивых глин (в том числе для определения их физико-механических свойств). Кроме физико-механических, глинистые породы отличаются разнообразием минералогического

состава, связности, минерализации поровой воды; их свойства изменяются в зависимости от глубины залегания, условий формирования и пр. Глины склонны к поверхностной гидратации и набуханию, диспергированию в растворах на водной основе, осмотическому увлажнению и осушению, значительному снижению прочности при увлажнении, подверженности к эрозионному воздействию потока раствора.

Все глинистые породы можно разбить на пять классов, каждый из которых характеризуется определенным набором физико-химических и физико-механических свойств [5], определяющих и требования к буровым растворам.

Обязательным условием устойчивости стенок скважин является ингибирование бурового раствора, которое позволяет стабилизировать приствольную зону, замедлив увлажнение глин и ослабление связей по плоскостям напластования

**Татьяна Валериевна Трефилова,**  
доцент  
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,  
ИНГ им. М.С. Гущериева

УДК 622.244.442

слоистых образований, сократив область пластической деформации и сохранив область упругих деформаций (релаксация напряжений) в нетронутом массиве.

Для оценки требуемого ингибирования используются методы, зависящие от величины гидратации глинистых пород, связанной с осмотическим, капиллярным, диффузионным массопереносом (увлажнением), а также поверхностной гидратацией. Наряду со стационарными лабораторными исследованиями (метод Ченневерта [6], роллинг-тест [7], набухаемость глинистых сланцев в динамических условиях) используют также экспресс-методы, например определение увлажняющей способности раствора [8], оценку по катионному (анионному) анализу.

Так, при бурении боковых стволов пород кыновского горизонта использовался МКБПБРИ (минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор, ингибированный сульфированным асфальтом) в виде добавки Soltex. Добавка Soltex получена в результате химического сульфирования нефтяного битума. В результате получается ингибитор гидратации сланцев с контролируемой растворимостью в воде. Мелко перемолотый

нефтяной битум, обработанный надлежащими поверхностно-активными веществами, обеспечивает диспергирование в воде, – но не растворимость. При использовании добавки Soltex образуются крупные, полимерные анионы. Эти частицы в фильтрате прикрепляются к электроположительным участкам глины и сланцев. Эта химическая нейтрализация ингибирует естественную тенденцию хрупких сланцев поглощать воду. Таким образом, предотвращаются обрушение, набухание и расслоение сланцев. Помимо этого физико-химическое ингибирование обусловлено наличием в составе раствора: хлористого калия, хлористого кальция, хлорида натрия (входит в состав пластовой воды).

Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор ингибированный является системой, приготовленной на основе пластовой воды с малым содержанием твердой фазы и ингибирующей. Возможно приготовление на основе традиционного минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора, сохраненного после бурения предыдущего интервала, с введением в его состав ряда ингибирующих компонентов. Рецепт раствора приведена в таблице 1.

МКБПБРИ использовался для вскрытия неустойчивых отложений Турнейского и Визейского яруса, в том числе и при бурении горизонтальных скважин, а также Франских и Фаменских ярусов при зенитном угле ствола скважины, проходящего через эти интервалы, не более 10 град и интенсивностях изменения угла не более 0,05 град/10 м.

Данная система раствора отличается высокой стабильностью, легкостью приготовления, с применением традиционной эжекторной воронки и перемешивателей.

Компоненты раствора не являются опасными токсичными веществами.

Физико-механическое регулирование устойчивости глинистых отложений представлено в виде увеличения плотности бурового раствора до 1,20 г/см<sup>3</sup> с целью создания дополнительного гидростатического давления создаваемого столбом

ТАБЛИЦА 1. Рецепт раствора МКБПБРИ

Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, т/м <sup>3</sup>
Биополимер	0,003
Крахмальный реагент	0,03
Пенегаситель	0,001
Мел природный молотый	0,04
Смазочная добавка	0,002
Бактерицид	0,001
Хлористый калий	0,07
Асфальт сульфированный	0,035

жидкости для противодействия поровому и осевому давлению. Подъем плотности достигается дополнительным увеличением минерализации пластовой воды солями CaCl<sub>2</sub> и KCl, что в свою очередь увеличивает степень прямых осмотических явлений.

Значение плотности выбрано исходя из опыта бурения на территории Удмуртии с похожими геологическими условиями. Выбранная величина не противоречит требованиям безопасности к применению буровых растворов.

В таблице 2 показаны параметры раствора МКБПБРИ, значений

ТАБЛИЦА 2. Параметры МКБПБРИ

Параметр	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,20
Толщина фильтрационной корки, мм	<0,5
Условная вязкость, сек	40-60
Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30 мин	<4
СНС, фунт/100 фут3	3-9/6-14
ПВ, сП	≤25
ДНС, фунт/100 фут3	≥20
рН	5-7
Общая минерализация по хлору, мг/л	≥130000
Содержание Са-ионов, мг/л	≥50000
Содержание К-ионов, мг/л	≥50000

которых следует придерживаться при бурении интервала 1431 – 2060 м. Процедура замера параметров осуществляется согласно методикам, описанным в системе API.

### Лабораторные испытания керновых образцов

Результаты лабораторных испытаний рассматриваемой системы раствора подтвердили ее хорошую ингибирующую способность. Данные испытания проводились с использованием керновых образцов, отобранных в интервале Франского яруса Девонской системы. Принцип методики основан на выдерживании образцов породы в растворах до появления визуально определяемых в результате набухания и расслоения разрушений структуры глины. Результаты испытаний нескольких типов промывочной жидкости представлены в сравнительной таблице 3.

ТАБЛИЦА 3. Результаты лабораторных испытаний

Тип раствора	Время до появления разрушений, ч
Пресная вода	0,05
Полимерглинистый	18
МКБПБР	100
МКБПБРИ	>150
Пластовая вода ρ = 1,17 г/см <sup>3</sup>	120

Фотографии, на которых изображены результаты испытаний некоторых образцов раствора, представлены на рис. 1.

В процессе строительства скважины немаловажным является время воздействия бурового раствора на неустойчивые интервалы разреза до потери их стабильности и наступления обвалообразования.

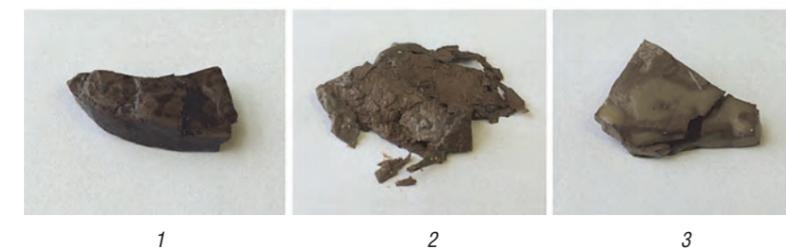
Данные лабораторных исследований показывают преимущество ингибирующей способности МКБПБРИ над другими подобными исследуемыми растворами, что также подтверждается промышленными данными, полученными при бурении ряда скважин на месторождениях Удмуртии.

РИС. 1. Образцы породы в результате испытаний раствора: 1 – МКБПБРИ, 2 – полимерглинистый раствор, 3 – МКБПБР

До испытания:



После испытания:



Время до наступления обвалообразования, при использовании МКБПБРИ, составило около 4 суток. При бурении на полимерглинистом растворе – 24 часа, на растворе МКБПБР – 2 суток. Эти данные сведены в таблицу 4.

ТАБЛИЦА 4. Время до наступления проявлений неустойчивости пород Кыновского горизонта с момента вскрытия интервала

Тип раствора	Время, час
МКБПБРИ	98
Полимерглинистый	24
МКБПБР	48

### Выводы

Буровой раствор, обработанный асфальтом сульфированным в виде добавки Soltex, снижает риск обвалообразования и разрушения неустойчивых пород (аргиллитов) путем коагуляции микротрещин мелкодисперсной нефтерастворимой частью реагента.

Кроме этого данный реагент имеет следующие преимущества:

- сводит к минимуму повреждение продуктивных пластов;
- реагирует со сланцевыми породами и предотвращает их осыпание и набухание;
- значительно увеличивает смазывающую способность –

отдельно либо в сочетании с небольшим количеством масла и синтетических материалов;

- ингибирует дисперсию выбуренной породы;
- понижает водоотдачу бурового раствора, снижает диспергируемость (измельчение) частиц шлама в процессе бурения. ●

### Литература

1. Свиницкий С.Б. Прогнозирование горно-геологических условий проводки скважин соленостных и глинистых отложений с аномально высокими давлениями флюидов: дис. д-ра г.-м. наук. Ставрополь, 2007.
2. Ибраев В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2006.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.
4. Доровских И.В., Подъячев А.А., Павлов В.А. Влияние изменения механических свойств горных пород при насыщении буровым раствором на напряженное состояние прискважинной зоны // Бурение и Нефть. – 2014. – №11. – С. 31–38.
5. Кошелев В.Н. Разработка и совершенствование методов выбора и рецептур буровых растворов: дис. канд. тех. наук, 1988.
6. Chenevert V.E. Glycerol mud additive provides shale Stability// Oil and Gas J.-II.87. – №29. – P. 60–64.
7. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids / Note: EIGHTH; ISO 10416:2008Adoption; Supersedes API RP 131. – P. 73–75.
8. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов: АС 1222670 МКИ С09К7/00 / А.И. Пенсков, А.А. Пенжоян, В.Н. Кошелев. – Заявл. 15.08.83, опубл. 07.04.86. – БИ № 13 – 3 с.

KEY WORDS: inhibition, reservoir, drilling mud, clay deposits, caving formation, sulfonated asphalt.

# ИННОВАЦИИ В БУРЕНИИ

для сложных геологических условий

Куюмбинского месторождения



КУЮМБИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ НЕРАВНОМЕРНОСТЬЮ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, НЕОДНОРОДНОСТЬЮ СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО РЕЗЕРВУАРА, А ТАКЖЕ ВЫСОКОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТЬЮ ПОРОДЫ. ЭТИ ОСОБЕННОСТИ ВЛЕКУТ ЗА СОБОЙ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ПОТЕРИ БУРОВОГО РАСТВОРА И СУЩЕСТВЕННО УХУДШАЮТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПРИ БУРЕНИИ. В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ЭТО ЗАСТАВЛЯЕТ ПОДРЯДЧИКОВ ИСКАТЬ НЕСТАНДАРТНЫЕ ПОДХОДЫ. В 2014 Г. КОМПАНИЯ ИНВЕСТГЕОСЕРВИС НАЧАЛА РАБОТЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В КАЧЕСТВЕ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПОДРЯДЧИКА. С КАКИМИ ЗАДАЧАМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН, СВЯЗАННЫХ С УДАЛЕННЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОСОБЕННОСТЯМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРОЕНИЙ, ПРИШЛОСЬ СТОЛКНУТЬСЯ КОМПАНИИ И КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ ИНВЕСТГЕОСЕРВИС?

*KUYUMBINSKOE OILFIELD EXHIBITS IRREGULAR DEPTH OF PRODUCTIVE STRATA, IRREGULAR STRUCTURE OF OIL AND GAS RESERVOIR AS WELL AS HIGHLY FISSURED ROCKS. THESE PECULIARITIES RESULT IN SIGNIFICANT LOSSES OF DRILLING AGENT AND SEVERELY AFFECTS EFFICIENCY OF BORING. THEREFORE, THE CONTRACTORS ARE FORCED TO SEARCH FOR NON-STANDARD APPROACHES. IN 2014 INVESTGEOSERVICE COMPANY STARTED ITS CONSTRUCTION WORKS RELATED TO OIL-WELLS IN KUYUMBINSKOE OILFIELD ACTING AS A GENERAL CONTRACTOR. WHAT PROBLEMS, RELATED TO REMOTED LOCATIONS OF THE OIL FIELDS AND PECULIARITIES OF GEOLOGICAL DISTRIBUTION, DID THE COMPANY FACE WHEN ERECTING OIL WELLS AND WHAT SOLUTIONS DID THE EXPERTS OF INVESTGEOSERVICE OFFER?*

Ключевые слова: Куюмбинское месторождение, горизонтальное бурение, пневмобурение, БУ «Арктика», трещиноватые породы.



**Хайров Роман Атласович,** заместитель директора департамента инженерии АО «Инвестгеосервис»

ГК «Инвестгеосервис» является одной из высокотехнологичных нефтесервисных компаний, осуществляющих полный цикл строительства нефтяных и газовых скважин любой сложности, конструкций и назначения (поисковые, разведочные, эксплуатационные), в том числе скважин с большим отходом от вертикали и многоствольных скважин, на необходимых для заказчика условиях. Компания ведет свою деятельность на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, включая полуостров Ямал и Гыдан, Красноярского края, Республики Коми, преимущественно в сложных горно-геологических и климатических условиях.

Для работы на Куюмбинском месторождении ГК «Инвестгеосервис» мобилизовала БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика» (2000 НР). В соответствии с техническими требованиями в рамках кустового основания

требовалось пробурить несколько горизонтальных скважин глубиной по стволу до 4300 м.

Традиционная технология бурения под направление и кондуктор учитывает геологическую особенность месторождения – наличие системы трещин в верхних интервалах – и предполагает бурение без выхода циркуляции. Это обуславливает появление проблем с обеспечением водой, расход которой обычно составляет от 1,5 до 3 тыс. куб. м. В случае отсутствия или недостаточного дебита водозаборных скважин, нехватка емкостного парка приводит к увеличению временно-зависимых затрат. Учитывая все факторы, компанией было принято решение по дополнительному обеспечению технического водоснабжения для традиционной технологии бурения (мобилизован дополнительный емкостной парк и пробурены две водозаборные скважины) с одновременным проведением

РЕКЛАМА

Конструкция скважины

	Характеристика обсадной колонны	Программа цементирования
520 мм ствол – 50 м 426*11 мм направление	426*11 мм «Д» НОРМКБ	Цементный раствор 1,85 г/см <sup>3</sup> 0–50 м
394 мм ствол – 500 м 324*9,5 мм кондуктор	324*9,5 мм «Д» ОТТМА	Цементный раствор 1,35 г/см <sup>3</sup> 0–400 м, Цементный раствор 1,85 г/см <sup>3</sup> 400–500 м

пробных опытно-промышленных работ, использована технология бурения с продувкой воздухом, которая в данном регионе ранее не применялась.

Для бурения верхних интервалов эксплуатационных скважин с технологией продувки воздухом или пеной было принято решение применить мобильную буровую установку (МБУ), задействование которой могло решить две задачи – сократить срок строительства скважин за счет опережающего бурения верхних интервалов скважин во время монтажа тяжелого бурового станка «Арктика» и успешное прохождение верхних трещиноватых пород. Одновременно с этим разработана и применена схема монтажа БУ «Арктика» на позициях третьей–пятой скважин кустового бурения с последующей движкой станка на пробуренные верхние интервалы скважин.

Для технического обеспечения бурения с технологией продувки воздухом и пеной потребовались компрессоры высокого давления, холодильная установка, пневмоударник, дивертор, долото для пневмоударного бурения.

Бурение начиналось с углубления до 7–10 метров с использованием ковшебура для последующего монтажа дивертора.

Из-под направления бурение производилось пневмоударником 394 мм с параметрами бурения: нагрузка 2–3 т, 20 об/м, продувкой воздухом с расходом Q – 76 м<sup>3</sup>/м. Механическая скорость достигала 20–100 м/ч.

Однако в процессе пробного применения данного метода при углублении ниже 150 метров появилось осложнение в виде осыпей и обвалов. Применение пневмоударника и продувка воздухом в

слабосцементированных породах спровоцировало эрозию и обрушение грунта, увеличило диаметр ствола и снизило скорость потока воздуха, что в конечном итоге привело к невозможности проведения работ по данной технологии. В результате бурение было продолжено по традиционной технологии на воде с полным

поглощением, с использованием заранее пробуренных двух водозаборных скважин и дополнительного емкостного парка.

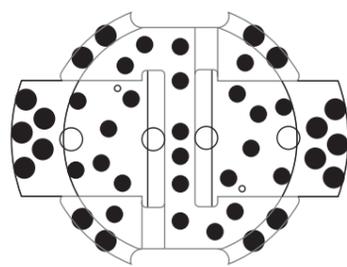
Вместе с тем опыт применения пневмоударного инструмента и газообразных, пенных агентов показал положительный результат по механической скорости бурения относительно традиционного способа бурения, с учетом применения технологии с одновременной обсадкой в интервалах, склонных к обрушению и осыпанию.

Для реализации поставленной задачи компания проработала технологию применения системы бурения и одновременного обсаживания скважин. Система бурения с обсадкой позволяет спускать обсадную колонну в

Компоновка для бурения под направление

Описание КНБК			
№ п/п	Элементы КНБК	Размер, мм	Длина, мм
1.	Ковшебур	520	
2.	Переводник	∅200 x 3-171	0,85
3.	Патрубки УБТ 203	203	4,50
4.	УБТ 203	203	9,40
5.	Переводник Н 3-171xМ 3-133		0,5
6.	ВБТ 112		11,4

Описание КНБК			
№ п/п	Элементы КНБК	Размер, мм	Длина, мм
1.	Долото CONCAVE SD 12 BIT	394	
2.	Пневмоударник MACH 122	273	
3.	Переводник М 3-152xМ 3-171		
4.	УБТ 203	203	9,40
5.	Переводник Н 3-171xМ 3-152		
6.	Центратор OD = 374 mm	374	1,50
7.	Переводник Н 3-152xМ 3-133		
8.	Короткая труба СБТ – 127	127	2,00
9.	СБТ – 127	127	100,00
10.	Клапан обратный Н 3-133xМ 3-133		
11.	СБТ – 127	127	100,00
12.	Клапан обратный Н 3-133xМ 3-133		
13.	СБТ – 127	127	100,00
14.	Клапан обратный Н 3-133xМ 3-133		
15.	СБТ – 127	127	200,00



БУРЕНИЕ



ИЗВЛЕЧЕНИЕ

неустойчивых породах с помощью погружного пневмоударника и обеспечивает возможность извлекать долото после спуска обсадных труб. Система применяется для работы в различных породах с рыхлыми пластами, лежащими поверх твердых включений (например, валуны или крупная галька) или чередующихся пород, а также слабосцементированных пород.

Основной частью системы является пилотное долото и забивной башмак. Забивной башмак приваривается к нижнему концу обсадной колонны. На нем имеется выступ, который обеспечивает зацепление

с пилотным долотом, что обеспечивает проходку скважины долотом совместно с обсадной трубой.

Опробованная ГК «Инвестгеосервис» технология сегодня очень актуальна. Не на каждой кустовой площадке в пределах Куюмбинского месторождения, являющегося частью Юрубчено-Тохомской зоны, есть беспрепятственный доступ к воде, иногда близлежащие источники воды труднодоступны. Применение системы пневмобурения с одновременной обсадкой решает несколько задач: позволяет обеспечить стабилизацию ствола скважины

в склонных к обрушению и осыпанию интервалах, изолировать ствол скважины от взаимодействия с газообразными агентами в процессе бурения, гарантировать геометрию кольцевого пространства для выноса шлама, добиться существенного сокращения водопотребления в процессе строительства скважин.

На сегодняшний день ГК «Инвестгеосервис» успешно пробурены и сданы заказчику 8 эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием. В настоящий момент ГК «Инвестгеосервис» осуществляет мобилизацию еще 4 буровых установок, и всего в Юрубчено-Тохомской зоне будет работать одновременно 5 буровых установок компании. ●

KEYWORDS: *Kuyumbinskoe oilfield, horizontal drilling, air-hammer drilling, well rig BU "Arctic", fissured rocks.*

**АО «Инвестгеосервис»**  
117036, г. Москва, проспект 60-летия Октября, 10а  
Телефон: +7 (499) 750 01 13  
Факс: +7 (499) 750 01 14  
E-mail: info@ingeos.ru  
[www.ingeos.ru](http://www.ingeos.ru)

**Консорциум «Тюменьгеология»**  
625026, РФ, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, 142,  
тел./факс 8 (3452) 529-558  
e-mail: consortium@tumgeo.ru  
[www.tumgeo.ru](http://www.tumgeo.ru)

# EAGE

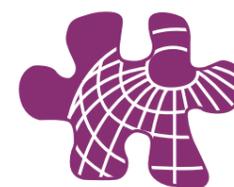
EUROPEAN  
ASSOCIATION OF  
GEOSCIENTISTS &  
ENGINEERS



Приём тезисов докладов до 20 мая 2017 года!

Направления тем научных сессий:

- Общая геология
- Региональная сессия
- Геофизические исследования
- Методы промышленной геофизики и петрофизики
- Разведка и разработка месторождений
- Дополнительные сессии



## Геомодель-2017

19-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

11-14 сентября 2017 г., Геленджик, Россия

### Важные даты

20 мая 2017 г.	Окончание приёма тезисов докладов
20 июня 2017 г.	Окончание льготной регистрации
20 июля 2017 г.	Оповещение авторов о включении в программу конференции
1 августа 2017 г.	Окончание приёма заявок на коммерческие презентации
20 августа 2017 г.	Окончание предварительной регистрации

[www.eage.ru](http://www.eage.ru)  
[www.eage.org](http://www.eage.org)



# ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН



В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ДАННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЙ НОВОЙ ИНГИБИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ БУРОВОГО РАСТВОРА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ, НАПРИМЕР, ЛИМАНО-ПЛАВНИЕВОЙ ЗОНЫ ШЕЛЬФА АЗОВСКОГО МОРЯ. ПО ИНГИБИРУЮЩИМ, ТРИБОТЕХНИЧЕСКИМ, РЕОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ НОВЫЙ РАСТВОР СУЩЕСТВЕННО ПРЕВОСХОДИТ РАНЕЕ ПРИМЕНЯВШИЕСЯ НА ЭТИХ ПЛОЩАДЯХ СИСТЕМЫ. КРОМЕ ТОГО, ОН ИМЕЕТ НЕКОТОРЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА В ЧАСТИ БОЛЕЕ ВЫСОКИХ ЭЛЕКТРОСОПРОТИВЛЕНИЙ, Т.Е. ПОТЕНЦИАЛЬНО БОЛЕЕ КАЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС

THE ARTICLE PRESENTS RESEARCH DATA OF THE NEW SYSTEM INHIBITED DRILLING MUD DESIGNED TO DRILL CLAY DEPOSITS IN EXPLORATION WELLS, FOR EXAMPLE, LIMANO-PLAVNIKI OF THE SHELF ZONE OF THE AZOV SEA. BY INHIBITING, TRIBOLOGICAL, RHEOLOGICAL FEATURES OF THE NEW SOLUTION IS SIGNIFICANTLY SUPERIOR TO THE PREVIOUSLY USED IN THESE AREAS OF THE SYSTEM. IN ADDITION, IT HAS SOME ADVANTAGES IN TERMS OF HIGHER ELECTRICAL RESISTANCE, I.E. POTENTIALLY MORE QUALITATIVE INTERPRETATION OF THE RESULTS OF THE GIS

Ключевые слова: бурение, глинистые породы, ингибирование, модификация, геофизические исследования, глицерин.

**Кожевников Роман Олегович,**  
заместитель начальника отдела буровых растворов ООО «Химпром»

**Минибаев Вильдан Вагизович,**  
кандидат технических наук, заместитель коммерческого директора ООО «Соленис Евразия»

**Кошелев Владимир Николаевич,**  
доктор технических наук, старший научный сотрудник, директор ЗАО «Ресурс-комплект»

Обеспечение устойчивости стенок скважины при бурении в отложениях глин и глинистых сланцев – одна из старых проблем, решение которой и до настоящего времени остается наиболее сложным и дорогостоящим.

Соответственно, предупреждение потери устойчивости стенок скважины и по сей день является важным резервом повышения технико-экономических показателей бурения и снижения стоимости строительства скважин. В разное время было создано много систем буровых

растворов для предупреждения обвалов. Однако рациональный подход к решению этой проблемы наметился лишь тогда, когда исследователи уделили серьезное внимание анализу физико-химических изменений горных пород при вскрытии их скважиной и взаимодействию с буровым раствором [1–3].

Потенциальной основой осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины, является наличие глинистых минералов как активной составляющей горных пород, обуславливающей их особые физико-химические и механические свойства (гидрофильность, пластичность, набухание, прочность и т.д.). Потеря несущей способности глинистых пород обуславливается как физико-механическими (увеличение напряжения в пристволенной зоне, ослабление несущей способности вследствие тектонических нарушений), так и физико-химическими (гидратация) факторами.

Усиления ингибирования глин можно добиться путем модификации состава раствора [4].

РЕКЛАМА

ТАБЛИЦА 1. Определение свойств глинистых растворов с добавлением глицерина

№ пп	Глинистый раствор + % глицерина	П <sub>0</sub> , см/час	Rolling test, %	УЭС ом·м	η <sub>пл</sub> , мПа·с	τ <sub>0</sub> , дПа	К <sub>тр.</sub> , %	К <sub>тр.</sub> , % (0,5% смазки)
0	Исходный раствор 1 (5% глины; 0,5% ХимПАК марки Н; 1% ФХЛС; 0,1% Биоцидол)	3,4	46	2,5	28	301	0,241	0,180
1	+ 3% глицерина	2,68	48	2,53	29	289	–	–
2	+ 5% глицерина	2,56	50	2,60	28	231	0,242	0,131
3	+ 10% глицерина	2,38	53	2,67	27	202	0,238	0,246
4	+ 15% глицерина	2,18	60	2,75	28	174	0,245	0,241
5	+ 20% глицерина	1,6	68	2,77	27	132	–	–
6	+ 30% глицерина	1,36	72	2,82	29	87	–	–
7	Исходный раствор 2 (5% глины; 0,8% ХимПАК марки Н; 1,1% ФХЛС; 0,1% Биоцидол; АКК – 0,5%)	2,66	74	0,97	30		0,202	0,115
8	+ 3% глицерина	2,74	70	0,99	31	336	–	–
9	+ 5% глицерина	2,00	82	1,04	31	206	0,200	0,109
10	+ 10% глицерина	1,64	87	1,12	30	200	0,194	0,186
11	+ 15% глицерина	1,86	87	1,16	30	167	–	–
12	+ 20% глицерина	1,08	92	1,21	34	141	–	–
13	Исходный раствор 3 (5% глины; 0,8% ХимПАК марки Н; 1,1% ФХЛС; 0,1% Биоцидол; АКК – 0,5%+ 0,2% СаО)	2,72	72	0,85	33	328	0,211	0,137
14	+ 5% глицерина	2,72	71	0,88	28	289	0,202	0,125
15	+ 10% глицерина	2,24	75	0,91	24	261	0,215	0,198
16	Исходный раствор 4 (5% глины; 0,8% ХимПАК марки Н; 0,5% Ингидол Б; 0,1% Биоцидол)	2,61	85	1,38	27	170	0,162	0,096
17	+ 5% глицерина	2,03	91	1,42	26	143	0,151	0,076
18	+ 10% глицерина	1,55	90	1,48	25	121	0,172	0,159
19	+ 15% глицерина	1,41	92	1,54	25	92	0,184	0,191
20	Исходный раствор 5 (5% глины; 0,8% ХимПАК марки Н; 1,0% Ингидол Б; 0,1% Биоцидол)	2,46	89	1,40	23	123	0,140	0,084
21	+ 5% глицерина	1,92	96	1,44	20	98	0,011	0,072
22	+ 10% глицерина	1,39	96	1,50	16	75	0,151	0,142

Модификация жидкой фазы зачастую направлена на уменьшение концентрации свободной воды в буровом растворе, способной участвовать в увлажнении поверхности и внутренних полостей глинистых частиц. В простейших случаях это осуществляется за счет поддержания более высокой концентрации электролита, например, NaCl и т.п., в растворе, чем в проходимых породах [5].

Близкими по механизму действия являются добавки некоторых

органических гидрофильных веществ, например, глицерина, полиглицеринов и их смесей. Предполагается, что вода обладает большим сродством к глицерину, чем к глине и, таким образом, оказывается связанной.

При добавлении в раствор более 6% таких веществ подавляется способность породы к набуханию и диспергированию в промывочной жидкости. Ранее отмечалась способность многих водорастворимых соединений, в том числе многоатомных спиртов,

эфиров и др., адсорбироваться на монтмориллоните с вытеснением ранее адсорбированных неорганических катионов [6]. Показано также, что полярные молекулы гликолей, полигликолей и полигликолевых эфиров интенсивно сорбируются в межпакетном промежутке глин, вытесняя из них воду.

Известно, что активными гидрофобизаторами глин являются катионные ПАВ, такие как жирные амины и их соли [7], а также четвертичные

аммониевые соединения с длинными алкильными радикалами. Они могут занимать межплоскостное пространство глины и при максимальном замещении образуют органоглины, набухающие в углеводородных средах.

Практически все этапы строительства скважины неразрывно связаны с исследовательскими работами. Их цель – получение достоверных сведений о вскрываемом разрезе. Информация, накапливаемая в результате, позволяет не только решать геологические задачи, но и оптимизировать сам процесс бурения скважины [8].

В то же время эффективность геофизических методов обусловлена существованием вполне определенных связей между структурой, минеральным составом пород и их свойствами: электрическим удельным сопротивлением, электрохимической активностью, тепловым сопротивлением, плотностью, интервальным временем пробега упругих волн, магнитной восприимчивостью, естественной радиоактивностью и др.

Поскольку связи между составом и структурой осадочных горных пород и их электрическими свойствами (удельное электрическое сопротивление, УЭС; потенциал собственной поляризации, ПС; электропроводность) изучены наиболее глубоко, электрический каротаж является основным методом исследования при выделении продуктивных коллекторов.

Пожалуй, важнейшее значение для ГИС имеет степень

минерализации бурового раствора, влияющая на конечные результаты геофизических исследований. В условиях минерализованных промывочных жидкостей и добавок к ним, вызывающих образование окислительно-восстановительных потенциалов, кривые ПС становятся непригодны для геологической интерпретации, и для оценки пластов приходится использовать другие, более сложные и трудоемкие методы исследований [9–10].

Выбор описанного типа ингибированных растворов, на наш взгляд, особенно актуален для бурения разуплотненных глины в разведочных скважинах в экологически напряженных зонах, например, шельфе Азовского моря. Для модификации водной фазы растворов нами был использован глицерин.

В табл. 1 приведены свойства глинистых ингибированных систем при добавках различного количества глицерина. Эксперименты показали, что в полимер-глинистых растворах добавки глицерина, связывая свободную воду, однозначно уменьшают показатель  $P_0$  при увеличении концентрации многоатомного спирта. Дополнительный ввод извести сильного влияния на изменение ингибирующих свойств раствора не оказывает. Добавки же органического ингибитора «Ингидол Б» производства ООО «Химпром» существенно сказываются на реологических и смазочных характеристиках раствора, обеспечивая к тому же и более высокие УЭС. Ингибирующие свойства этих продуктов практически идентичны алюмокалиевым системам, что

подтверждено исследованиями на тестере линейного расширения. Увеличение содержания глицерина выше 5% нежелательно ввиду явного ухудшения смазочных характеристик бурового раствора.

**Выводы:**

Проведенные исследования с достаточными основаниями позволяют рекомендовать разработанные системы растворов для бурения разуплотненных глины разведочных скважин. ●

**Литература**

1. Хасаев Р.М., Халилова Р.А. Осмотическое давление на стенках бурящейся скважины. // Нефтяное хозяйство. 1971. №11. С. 21-22.
2. Гамзатов С.М. Повышение устойчивости стенок скважины. НТО. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 53 с.
3. Глебов В.А., Липкес М.И. Влияние состава бурового раствора на темп разупрочнения глинистых пород. // Нефтяное хозяйство. 1979. №2. – С. 13-16.
4. Кошелев В. Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2004. №1. – С. 13-15.
5. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 318 с.
6. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра, 1972. – 392 с.
7. Муняев В.М., Бринцев А.И., Хачатуров И.Е. Повышение ингибирующих свойств буровых растворов и улучшение их очистки. // Тр. / СевКавНИПИнефть. – 1985. – № 43. – С.20-25.
8. Мужер А.А., Шакиров А.Ф. Геофизические и прямые методы исследования скважин. – М.: Недра, 1992. – 336 с.
9. Козьяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г. Геофизические исследования подслоевых отложений при аномальных пластовых давлениях. – М.: Недра, 1983. – 208 с.
10. Молчанов А.А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. – М.: Недра, 1983. – 189 с.

KEY WORDS: *drilling, shale, inhibition, modification, geophysical research, glycerin.*

компания «Химпром» оснащён современным оборудованием, укомплектован высококвалифицированными специалистами, позволяющими проводить исследования, соответствующие российским и зарубежным стандартам. Результатом деятельности нового направления стало снижение аварийности АО «Самотлорнефтегаз» в 3 квартале 2016 года по сравнению с 3 кварталом 2015 года на 50%, в 4 квартале 2016 года количество аварий сведено к 0.

Сотрудники компании активно участвуют в научно-технических конференциях, публикуют результаты своих исследований в ведущих изданиях страны.

ООО «Химпром» – участник выставки «Нефть и газ»/ MIOGЕ 27–30 июня. Приглашаем компании нефтегазового сектора к активному, взаимовыгодному сотрудничеству.



ООО «Химпром». КРАТКАЯ СПРАВКА

Компания «Химпром» основана в 2003 году. Основными видами деятельности являются разработка, производство, поставки химических реагентов для бурения и ремонта скважин, а также принципиально новое направление – оказание услуг по физико-химическим исследованиям и аудиту буровых растворов. Квалифицированный персонал, собственные производственные мощности, аккредитованная лаборатория, складские помещения и развитая логистика составляют основу динамичного развития компании. Научно-исследовательский центр



ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ  
АКСЕССУАРЫ



Организаторы: VOSTOCK CAPITAL



Правительство ЯНАО

ЯМАЛ  
НЕФТЕГАЗ

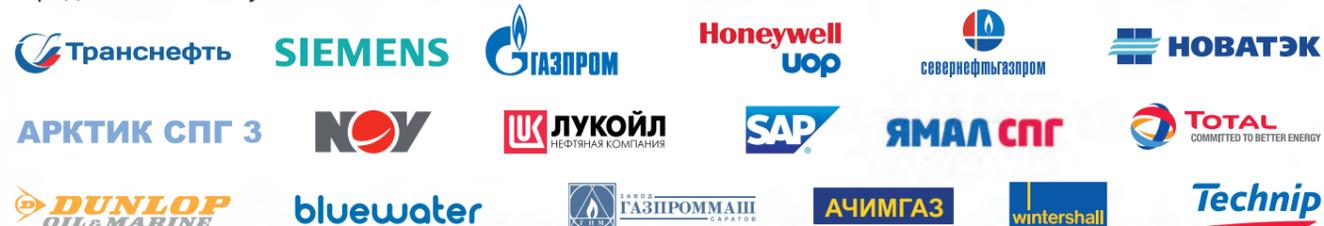
VI ежегодный форум и выставка

7–8 июня 2017 г., Салехард, Россия

Подробнее:

www.yamaloilandgas.com  
events@vostockcapital.com  
+44 207 394 30 90  
+7 (499) 505 1 505

Среди постоянных участников:



# ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ РАБОЧИХ УГЛОВ АРМИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ БУРОВЫХ КОРОНОК

В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАБОЧИХ ПЕРЕДНИХ И ЗАДНИХ УГЛОВ РЕЖУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ КИНЕМАТИЧЕСКИХ, ТЕХНИЧЕСКИХ, ГОРНТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

THE ARTICLE GIVES RATIONALE FOR CHOOSING CUTTING ELEMENTS WORKING FRONT AND REAR ANGLES WITH CONSIDERATION OF THE EFFECT OF KINEMATIC, TECHNICAL, MINING-ENGINEERING OPERATION CONDITIONS OF THE ROCK DESTRUCTION TOOL USED IN THE PROCESS OF DRILLING WELLS FOR VARIOUS APPLICATIONS

Ключевые слова: угол скалывания, сдвиг со сжатием, сдвиг с растяжением, передний угол, задний угол, угол заострения, траектория резания, усилие резания, площадка затупления.

**Третьяк Александр Александрович,** к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова

**Литкевич Юрий Федорович,** к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова

**Борисов Константин Андреевич,** ассистент кафедры «Нефтегазовые техника и технологии», Южно-Российский государственный политехнический университет им. М.И. Платова

Традиционные и современные породоразрушающие инструменты (ПРИ) режущего типа, применяемые при бурении эксплуатационных и разведочных скважин, армируют вольфрамо-кобальтовыми сплавами и алмазно-твердосплавными пластинами (АТП). У твердосплавных ПРИ рабочие передние, задние и углы заострения не взаимосвязаны, так как армирующие пластины могут быть различной формы, а АТП чаще всего – круглые цилиндры. Угол заострения  $\delta$  таких пластин равен  $90^\circ$ , а передний  $\beta$  и задний  $\alpha$  взаимосвязаны. От величины переднего угла  $\beta$  зависит усилия резания  $F_{рез}$  и формирование сколов пород.

На рисунке 1 показаны схемы формирования сколов режущими элементами с различными передними углами.

Чем больше отрицательность переднего угла, тем выше

сопротивляемость породы резанию. Величина заднего угла зависит от кинематических, технических, горнотехнологических условий резания.

Экспериментальные исследования показывают [1], что сопротивление породы дроблению  $R_d$  и скалыванию  $R_{ск}$  пропорциональны контактной прочности  $R_k$ .

$$R_d = 0,24 R_k; \quad (1)$$

$R_{ск} = 0,06 R_k$  – для резцов с положительным передним углом  $\beta$ ;

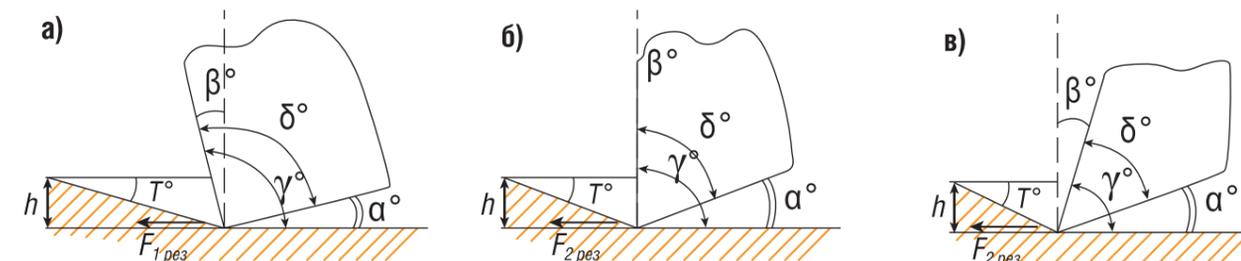
$R_{ск} = 0,07 R_k$  – для резцов с нулевым передним углом  $\beta$ ;

$R_{ск} = 0,08 R_k$  – для резцов с отрицательным передним углом  $\beta$ .



УДК 622.234

РИС. 1. а) сдвиг со сжатием,  $\tau = 15^\circ$ ; б) сдвиг,  $\tau = 20^\circ$ ; в) сдвиг с растяжением,  $\tau = 25^\circ$



Тогда усилие резания определяется по формуле (2), будет увеличиваться с ростом  $R_{ск}$  и уменьшением угла скалывания  $\tau$ :

$$F_{рез} = \mu_c \cdot R_d \cdot F_{зат} + \frac{R_{ск} \cdot h \cdot R \cdot (\sin \delta + \mu_c \cos \delta)}{2 \sin \tau \cdot \sin(\tau + \delta)} \quad (2)$$

где:  $F_{зат}$  – площадка затупления,  $мм^2$ ;

$h$  – толщина срезаемого слоя породы,  $мм$ ;

$R$  – радиус установки режущего элемента,  $мм$ ;

$\delta$  – угол заострения,  $град$ ;

$\gamma$  – угол резания,  $град$ ;

$\tau$  – угол скалывания,  $град$ ;

$\mu_c$  – коэффициент трения режущих элементов о породу.

Работоспособность любого ПРИ режущего типа определяется надежностью при разрушении пород на малых радиусах у оси ПРИ, где углы наклона винтовой траектории резания (рис. 2) имеют наибольшее значение и определяются зависимостью

$$\alpha = \arctg \frac{h}{2\pi R},$$

где:  $h$  – глубина внедрения ПРИ за один его оборот  $мм/об$ ;

$R$  – радиус установки режущего элемента,  $мм$ .

Посадка режущих элементов на заднюю грань приводит к поломкам от действия сил по задней грани.

Часто значение заднего угла увеличивают для уменьшения роста площадки затупления у твердосплавных инструментов. На рисунке 3 представлены схемы износа режущей части буровых инструментов, армированных пластинами из ВК8 (а) и АТП (б).

У АТП прирост площадки затупления происходит только за счет увеличения длины режущей кромки при постоянной ширине по алмазному слою, где  $F_1 = F_2 = F_3$ . А так как коэффициент износа

РИС. 2. Углы наклона винтовых траекторий резания ПРИ (коронки различных диаметров)

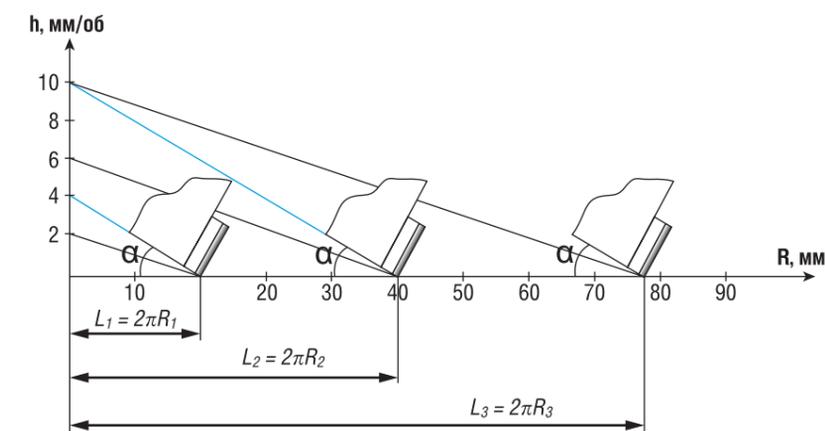
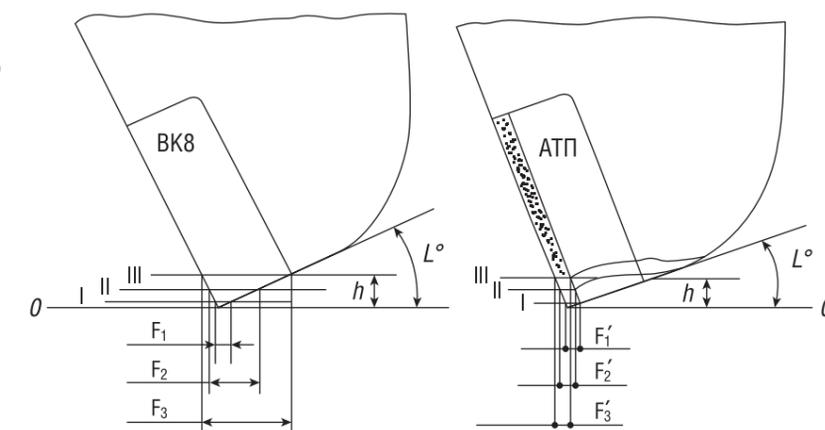


РИС. 3. Схема износа режущей части буровых инструментов армированных ВК8 (слева) и АТП (справа)



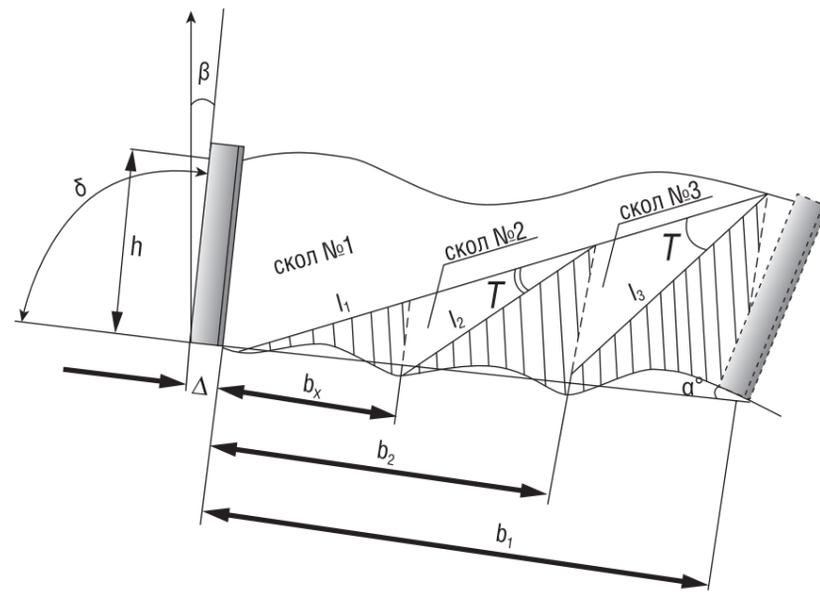
алмазного слоя в АТП в 50 и более раз превышает коэффициент износа вольфрамокобальтовой подложки, это приводит к повышенному износу АТП по задней грани и формированию заднего угла. Тем самым, АТП самозатачивается.

Поэтому, исходя из расчетов по формуле 2, видим, что для АТП, у которых передний  $\beta$  и задний  $\alpha$  углы взаимосвязаны конструктивно, целесообразно принимать меньшие значения заднего угла.

Это приведет к уменьшению угла резания  $\gamma$  и уменьшению отрицательного переднего угла  $\beta$ , а следовательно, к уменьшению усилия резания  $F_{рез}$ .

На основании анализа кинограмм при бурении и строгании с различной толщиной срезаемого слоя породы и элементов сколов была предложена расчетная схема к математическому описанию процесса резания резцом единичной ширины [1], представленная на рисунке 4.

РИС. 4. Схема разрушения горной породы элементарным сечением режущего элемента при бурении



Установлено, что угол скола любого элемента к ближайшей поверхности обнажения незначительно отличается от угла скола породы  $\tau$ , а отношение высоты контакта стружки к длине линии скола  $h_{ст}/l = K$ , есть величина постоянная и находится в пределах 4–4,5 для скальных горных пород.

Это означает, что на волнообразной поверхности забоя при бурении, угол наклона, образующий большие и малые волны, определяется по формуле  $\tau = \arcsin \frac{h_i}{l_i}$  и находится в пределах от  $12,8^\circ$  до  $14,5^\circ$ .

Для предотвращения посадки режущего элемента на заднюю грань при прохождении через вершину на спуске с каждой волны, необходимо чтобы задний угол превышал  $14,5^\circ$ . Принимаем  $\alpha = 15^\circ$ . А так как у ПРИ армированных АТП передний  $\beta$  и задний  $\alpha$  углы взаимосвязаны конструктивно (при угле заострения  $\beta = 90^\circ$ ), то максимальной отрицательностью при минимальном возрастании усилия резания для коронок нового поколения является передний угол  $\beta$  равный  $15^\circ$ .

С учетом выполненных исследований нами впервые предложены буровые коронки, армированные АТП, для бурения горных пород VI-VIII категории по буримости (патент РФ 2359103), РФ № 242613, РФ № 2435927, РФ № 2577351), а также разработана, изготовлена и опробована стабилизирующая,

пластинами 5, установленными разнонаправленно под углом  $-15^\circ$  к направлению резания.

Основные промывочные каналы 3 и дополнительные промывочные каналы 6 выполнены встречно под углом. Основные 3 и дополнительные 6 промывочные каналы выполнены по всей высоте корпуса 1 коронки по винтовой линии вправо по ходу вращения коронки. Высота корпуса 1 коронки зависит от шага винтовой линии основных 3 и дополнительных 6 промывочных каналов внутри дополнительных промывочных каналов 6 размещены две и более алмазно-твердосплавные калибрующие пластины 7, каждая из которых представляет собой элемент отдельной винтовой линии и закреплена на корпусе с помощью пайки и предназначена для обработки боковой стенки скважины.

При бурении очень абразивных пород на коронке монтируется не два, а четыре ряда калибраторов, то есть 12 штук АТП  $\varnothing 10$  мм.

Предлагаемая коронка работает следующим образом. Промывочная жидкость, предназначенная для охлаждения коронки и транспортировки продуктов разрушения на поверхность скважины от промывочного насоса, движется

антивибрационная буровая коронка «(положительное решение № 2016111753/03 от 14.02.2017 г.).

Стабилизирующая, антивибрационная буровая коронка (рис. 5, 6) содержит корпус 1 с присоединительной резьбой 2, разделенная основными промывочными каналами 3 на секторы 4, которые с торцевой поверхности снабжены алмазно-твердосплавными

РИС. 5. Стабилизирующая, антивибрационная буровая коронка, вид сбоку

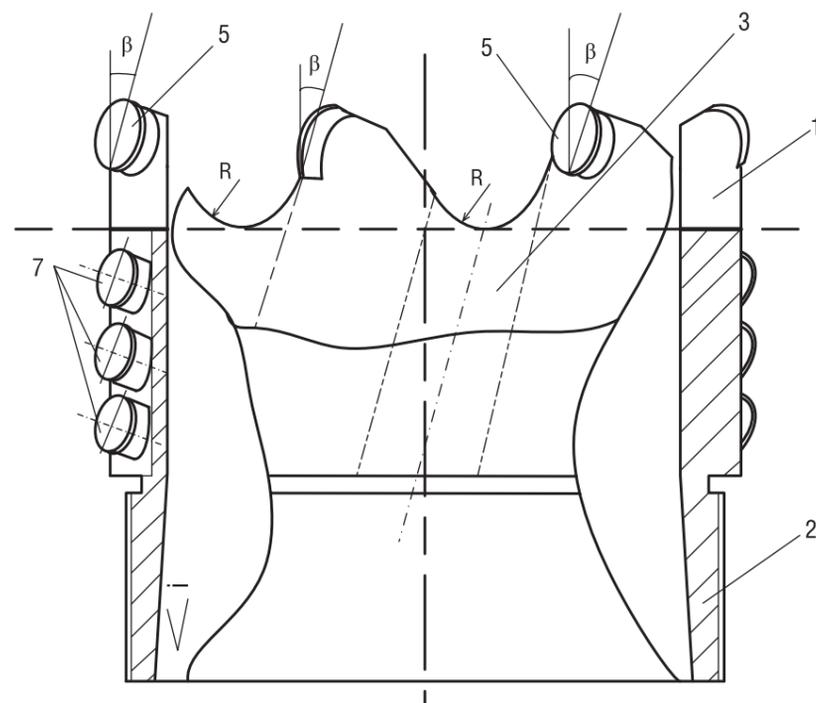
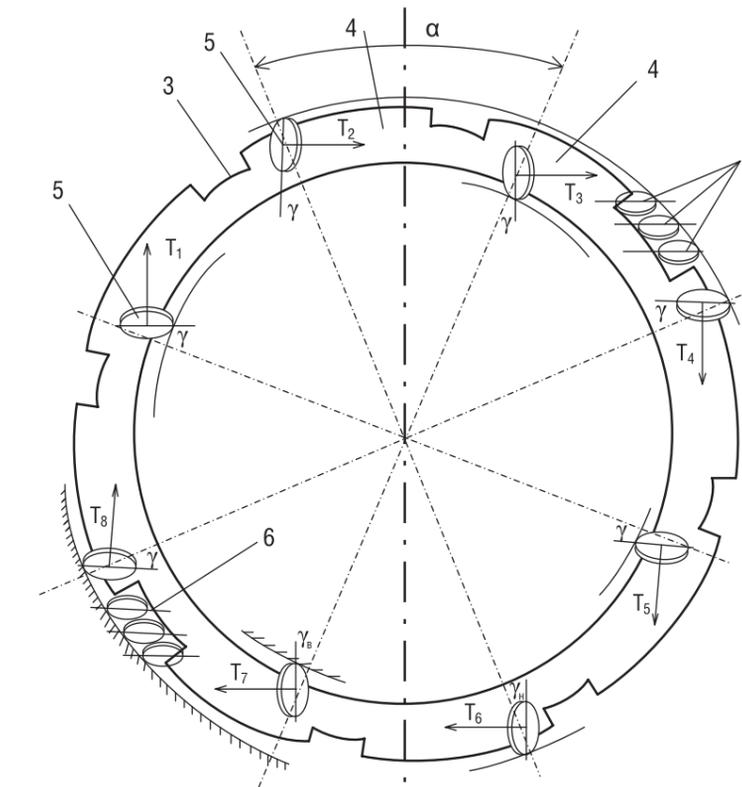


РИС. 6. Стабилизирующая, антивибрационная буровая коронка, вид сверху



через вращающуюся вправо колонну бурильных труб, корпус коронки попадает на забой скважины. Выходя из-под торца коронки 1, промывочная жидкость забирает буровой шлам и транспортирует его по основным 3 и дополнительным 6 промывочным каналам на поверхность в режиме наивысшей степени турбулентности, так как основные и дополнительные каналы расположены встречно под углом по винтовой линии вправо. При этом калибрующие АТП 7 закреплены в дополнительном промывочном канале 6 и калибруют стенки скважины, уменьшая искривление скважины. Основные алмазно-твердосплавные пластины работают в режиме резания с разнонаправленным усилием. Все это в целом дает возможность улучшить вынос шлама с забоя скважины, уменьшить вибрацию, количество сколов и поломок, придать плавность траектории бурения и, как результат, добиться увеличения механической скорости бурения и ресурса или проходки на коронку. Таким образом, все силы, действующие на коронку, являются разнонаправленными, то есть направлены в сторону забоя скважины и керна и не дают коронке вибрировать.

Таким образом, нами предложена антивибрационная буровая коронка, содержащая корпус с присоединительной резьбой, разделенный основными промывочными каналами на секторы, которые с торцевой поверхности снабжены алмазно-твердосплавными пластинами, имеющими отрицательные передние и отрицательные передние углы к торцевой поверхности забоя скважины, основные промывочные каналы выполнены встречно под углом, кроме того, в корпусе коронки в секторах встречно под углом расположены дополнительные промывочные каналы, выполненные по всей высоте корпуса коронки по винтовой линии вправо по ходу вращения коронки, высота корпуса коронки зависит от шага винтовой линии основных и дополнительных промывочных каналов, внутри дополнительных промывочных каналов размещены две и более алмазно-твердосплавные калибрующие пластины, каждая из которых представляет собой элемент отдельной винтовой линии и закреплена на корпусе с помощью пайки под отрицательным углом от минус  $5^\circ$  до минус

$15^\circ$  относительно поверхности резания, отличающаяся тем, что алмазно-твердосплавные пластины на торце коронки расположены разнонаправленно под отрицательным углом  $15^\circ$  к направлению резания.

Для других породоразрушающих инструментов при бурении горных пород определяющими в выборе переднего угла могут быть другие условия, например, кинематические. Так для буровых резцов типа РШ-140 или РБК-42, армированных АТП, передний угол  $\beta$  может превышать  $-20^\circ$  из-за возможности посадки на заднюю грань АТП у расщетки при больших подачах. Для режущих буровых инструментов, армированных вольфрамокобальтовыми вставками при бурении горных пород определяющим могут быть технические условия.

Выводы:

1. Впервые при бурении эксплуатационных и разведочных скважин для буровых инструментов режущего типа, армированных АТП, по экспериментальным данным обоснован выбор рабочих передних и задних углов.
2. При выборе рабочих передних и задних углов ПРИ, армированных АТП, определяющим является уменьшение усилия резания и уменьшение прироста площадки затупления, а также предупреждение посадки режущих элементов на заднюю грань. ●

Литература

1. Крапивин М.Г., Раков И.Я., Сысоев Н.И. Горные инструменты. – 3-е изд., переработанное и дополненное. – М.: «Недра», 1990 – 256 с.
2. Третьяк А.А., Литкевич Ю.Ф., Борисов К.А. Определение скорости бурения и наработки коронок нового поколения, армированных алмазно-твердосплавными пластинами. Neftegaz, 2016, № 10, с. 29–33.
3. Литкевич Ю.Ф., Асеева А.Е., Третьяк А.А. Разработка методики расчета наработки породоразрушающего инструмента с алмазно-твердосплавным вооружением. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – с. 2–5.
4. Третьяк А.А. Разработка технологического регламента отработки коронок, армированных алмазно-твердосплавными пластинами. Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 12. – с. 228–232.

KEYWORDS: the angle of shear, shear with compression, shear and tension, the front angle, rear angle, sharpening angle, the trajectory of cut, cutting force, area of bluntness.

# ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

новые технологии и эффективные решения  
от компании «АРТ-Оснастка»

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ИННОВАЦИЙ – НЕОБХОДИМОЕ УСЛОВИЕ УСПЕШНОГО РАЗВИТИЯ МИРОВЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН. КАКИЕ ИННОВАЦИОННЫЕ И ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭТОЙ СФЕРЫ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

ELABORATION AND IMPLEMENTATION OF EFFECTIVE INNOVATIONS IS A NECESSARY CONDITION OF SUCCESSFUL DEVELOPMENT OF WORLD AND DOMESTIC TECHNOLOGIES OF OIL AND GAS WELLS DRILLING, INCLUDING ON THE FIELDS WITH THE MOST COMPLEX GEOLOGY-TECHNICAL CONDITIONS. WHICH INNOVATIVE AND EFFECTIVE SOLUTIONS FOR THIS SPHERE ARE OFFERED BY RUSSIAN DEVELOPERS?

Ключевые слова: цементирование обсадных колонн, крепление нефтяных и газовых скважин, пакеры заколонные, цементные мосты, проект «БИТАРТ».



**Асфандияров  
Ильнар  
Расимович,**  
генеральный директор  
АО «АРТ-Оснастка»

Для стремительного и непрерывного развития мировых и отечественных технологий бурения нефтяных и газовых скважин жизненно важными являются разработка и внедрение эффективных инноваций. АО «АРТ-Оснастка», являясь российским независимым разработчиком и производителем оборудования для цементирования обсадных колонн, хорошо понимает это и всегда движется в рамках мировых тенденций. Поступательное и непрерывное расширение научно-технической базы, разработка новых технологий и технических средств, позволяет компании оперативно предоставлять клиентам инновационные и эффективные решения поставленных задач. На протяжении более двенадцати лет технологиям АО «АРТ-Оснастка» доверяют крупнейшие нефтегазодобывающие и нефтесервисные предприятия России и стран СНГ, уверенно применяя продукцию компании, в том числе при строительстве скважин на месторождениях со сложнейшими геолого-техническими условиями бурения. На сегодняшний день предприятие обладает солидной научно-технической базой и имеет в своем арсенале широкую линейку продуктов, предназначенных для решения различных задач при

- крепления нефтяных и газовых скважин:
- оборудование для ступенчатого и манжетного цементирования (МСЦ механические и гидравлические; пакеры двухступенчатого и манжетного цементирования);
  - пакеры заколонные (гидромеханические и гидравлические);
  - оборудование для установки цементных мостов (поддерживающие устройства и пакеры-пробки);
  - центраторы обсадных колонн и аксессуары к ним (пружинные, жесткие, полужесткие, полимерные, роликовые; стопорные муфты);
  - цементировочные корзины;
  - оборудование для проведения цементирования через стингер.

Многие технические средства, разработанные «АРТ-Оснастка», по конструктивному исполнению и техническим характеристикам не имеют аналогов на территории Российской Федерации. Например, запущенный специалистами компании в серийное производство пакер заколонный гидравлический тип 1010 с армированным уплотнительным элементом и уникальной двухклапанной системой активации и деактивации пакера.

РЕКЛАМА



// ПАКЕР ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРОХОДНОЙ ТИП 1010

Еще одним примером является разработка и испытания комплекса технических средств, предназначенных для повышения качества устанавливаемых цементных мостов и сокращения затрат при проведении данных работ:

- устройство поддерживающее для установки цементных мостов тип 1210;
- пакер-пробка для установки цементных мостов тип 1250.

Отличительной особенностью разработанных технических средств является то, что при их применении высокотехнологичное строительство цементного моста возможно осуществить за одну спуско-подъемную операцию (СПО), без необходимости проведения дополнительной СПО с целью доставки устройства на место установки и его активации.

Создан комплекс технических средств, предназначенных для проведения цементирования обсадных колонн через стингер. В настоящее время данный способ цементирования набирает большую популярность в России. Применение данной технологии позволяет повысить качество цементирования обсадных колонн большого диаметра (от 324 мм и выше) за счет закачки цементного раствора в затрубное пространство через стингер (колонна труб малого диаметра, в большинстве случаев бурильная колонна), присоединяемый непосредственно к обратному клапану или башмаку через специальный коннектор. При таком способе цементирования,

тампонажный раствор продавливается разделительной пробкой, входящей в комплект поставки, через стингер непосредственно в затрубное пространство. Таким образом, исключается возможность образования значительной зоны смешения тампонажного раствора и технических жидкостей, как это происходит при их движении в обсадной колонне большого типоразмера.

Успешное развитие получил проект «БИТАРТ», являющийся совместной работой АО «АРТ-Оснастка» и крупнейшего российского разработчика и производителя инструмента для бурения и капитального ремонта скважин ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Проект «БИТАРТ» был задуман с целью совместной разработки и вывода на рынок современной технологической оснастки для цементирования обсадных колонн, по качеству и предоставляемым функциональным возможностям не уступающей зарубежным аналогам. Начав свое существование в 2014 г. с освоения серийного производства трех наименований продукции, сейчас под эгидой проекта «БИТАРТ» выпускается более двадцати видов различного оборудования в нескольких десятках возможных для заказа модификациях:

- башмаки колонные (с одним или двумя обратными клапанами, пластиковой или алюминиевой направляющей насадкой, эксцентричные, вращающиеся и прорабатывающие);

- муфты с обратным клапаном (с одним или двумя обратными клапанами, функцией автозаполнения и фиксации от вращения);
- пробки цементировочные верхние и нижние (с фиксацией от вращения и без фиксации).

Вся разрабатываемая технологическая оснастка полностью адаптирована под разбуривание долотами PDC, получившими практическое повсеместное применение по всему миру. Данному аспекту в процессе разработки уделено большое внимание. Специалистами обеих компаний совместно проведено множество стендовых и промысловых испытаний по разбуриванию оснастки и подбору оптимальных режимов разбуривания.

Широкая номенклатура выпускаемой в рамках проекта «БИТАРТ» продукции, ее высокое качество, функциональные возможности и сжатые сроки изготовления и поставки сделали этот бренд популярным и востребованным на нефтесервисном рынке. На сегодняшний день в рамках проекта «БИТАРТ» произведено более 8,5 тысячи единиц продукции, нашедшей свое применение при строительстве огромного количества различных скважин практически во всех уголках нашей страны.

В заключение хочется отметить, что в период с 17 по 20 апреля 2017 г. в центральном выставочном комплексе «Экспоцентр» г. Москва пройдет 17-я международная выставка «Нефтегаз-2017». АО «АРТ-Оснастка» в очередной раз будет присутствовать на выставке в качестве участника и представит собственную экспозицию. В первом павильоне выставочного комплекса на стенде №1F40 будут продемонстрированы новейшие научно-технические достижения «АРТ-Оснастка». Участники выставки смогут ознакомиться с представленными экспонатами и убедиться в том, что предлагаемое оборудование и технологии действительно современны и обладают заявленными техническими характеристиками. ●

KEY WORDS: cementing of casing strings, the casing of oil and gas wells, casing packers, cement bridges, the project «BITART».

# SUMMIT INTERNATIONAL:

## Химические дозирующие насосы с питанием от солнечной энергии

Компании, добывающие как на суше, так и на шельфе, всегда ищут долгосрочные экономичные способы увеличения добычи, повышения эффективности и защиты окружающей среды. Один из способов достижения экономического эффекта – это внедрение технологии химического впрыска в эксплуатационные скважины.

Базовая солнечная Химическая Инжекторная Система (Chemical Injection System – «CIS») производства Summit включает в себя оборудование и программное обеспечение, предназначенное для ингибирования отложений, коррозии и даже избыточного содержания H<sub>2</sub>S или других токсинов, что обеспечивает улучшение качества нефти и газа перед транспортировкой. Необходимое оборудование часто меняется в зависимости от приложения, окружающей среды и использования. Система CIS оборудована Главным Контроллером Summit (Summit Master Controller), контрольно-измерительными приборами, насосом с питанием от солнечной энергии, фотоэлементами (фотоэлектрическими панелями) и аккумуляторами для автономного использования солнечных насосов. Альтернативно, система CIS может быть оснащена пневматическим импульсным насосом или электрическим насосом.

В состав такой системы входит несколько компонентов. CIS – это полностью собранное, закрытое устройство, установленное на салазках и специально разработанное для использования как в условиях пустыни, так и в арктических условиях.

Сердцем системы является контроллер Master Controller Summit «SMC-9000» Digital MODBUS / Wireless / RS 485 SCADA Communication PLC (Supervisory Control and Data Acquisition – система оперативно-диспетчерского управления), с режимами управления:

- Калиброванная установка впрыска
- Мониторинг хода насоса
- Сигнализация низкого и высокого напряжения
- Монитор уровня
- Монитор давления
- Предел высокой температуры
- Запуск отключение насоса

Применяемые химические вещества включают в себя парафинные и коррозионные ингибиторы, ингибиторы образования накипи, деэмульгатор, разбавители, биоциды, метанол, гидраты и химикаты для обработки воды.

Производительность CIS может контролироваться путем беспроводной передачи данных в систему, имеющую диагностическое программное обеспечение, которое может документировать, анализировать и генерировать отчеты данных. Эти данные передаются

программному обеспечению пользователей, которое предоставляет множество преимуществ, в том числе контроль над расходами, связанными с избыточным впрыском химических веществ и обеспечением целостности трубопроводов и качеством сырой нефти, при этом содействуя созданию экологически более благоприятной рабочей среды.

При правильном использовании CIS также дают другие преимущества. В частности, они помогают минимизировать внутреннюю коррозию в эксплуатационных трубах, вызванных сероводородом и двуокисью углерода. Кроме того, CIS может вводить химикаты, которые удаляют отложения парафинов, солей и других минералов, которые могут накапливаться и снижать эффективность добычи. Наконец, все эти преимущества аккумулируются, что позволяет увеличить продолжительность добычи между необходимыми внутрискважинными работами. Эти преимущества и многие другие делают систему Базовую Солнечную Химическую Инжекторную Систему Summit выгодной инвестицией.

### Основные преимущества CIS:

- Химические инжекторные системы тщательно проверяются в полевых условиях для обеспечения оптимальной производительности
- Полностью собраны, готовы к транспортировке на места эксплуатационных скважин, что позволяет избежать затрат времени на запуск
- Солнечные насосные системы обеспечивают надежный химический впрыск в течение трех дней без солнца
- Контроллер Summit SMC-9000 обеспечивает точную величину впрыска, оптимизируя этот процесс
- Возможность удаленно контролировать и управлять химической инжекторной системой, без каких-либо проблем
- Компоненты насоса рассчитаны на срок эксплуатации до двух лет между интервалами обслуживания
- Идеальны для удаленных установок при экстремальных температурах
- Экономия средств за счет сокращения химических отходов при использовании наших адаптивных регуляторов величины впрыска
- Полная защита от разлива в окружающую среду за счет использования цельной емкости 515 галлонов для слива
- Снижение затрат на электроэнергию за счет использования удаленных автономных солнечных систем по сравнению с пневматическими или электрическими насосами, питаемыми от подстанций
- Сокращение дорогостоящих плановых проверок технического обслуживания. ●

РЕКЛАМА

## СОЛНЕЧНЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ ИНЖЕКТОРНЫЕ СИСТЕМЫ

### СЕРИЯ SUMMIT MASTER 9000

ИЗГОТОВЛЕНО В США

**Датчик потока/ Датчик хода поршня**

**Блок питания**

**Цифровая связь**

**Встроенный датчик температуры**

**Разрешающий сигнал (Включение работы)**

**Аналоговый вход**

**Аналоговый выход**

**Блок управления насосом**

**Солнечный насос**

ПОРШЕНЬ	КОНФИГУРАЦИЯ ГОЛОВНОЙ ЧАСТИ	МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ (PSI)	МИНИМАЛЬНЫЙ ПОТОК КВАРТ/ДЕНЬ (ЛИТРОВ/ДЕНЬ)	МАКСИМАЛЬНЫЙ ПОТОК КВАРТ/ДЕНЬ (ЛИТРОВ/ДЕНЬ)
3/16"	ОДИНАРНАЯ	6,000	3.5 (3.3)	51.0 (48.3)
	СДВОЕННАЯ		7.0 (6.6)	102.0 (96.5)
1/4"	ОДИНАРНАЯ	5,000	6.0 (5.7)	90.7 (85.8)
	СДВОЕННАЯ		12.0 (11.4)	181.3 (171.6)
3/8"	ОДИНАРНАЯ	2,500	13.0 (12.3)	204.0 (193.0)
	СДВОЕННАЯ		26.0 (24.6)	407.9 (386.0)
1/2"	ОДИНАРНАЯ	1,250	24.0 (22.7)	362.6 (343.1)
	СДВОЕННАЯ		48.0 (45.4)	725.2 (686.2)

**СИСТЕМА СМОНТИРОВАНА НА РАМЕ  
НЕ ТРЕБУЕТ СБОРКИ ♦ ПОЛНОСТЬЮ ЗАКРЫТА**



### Summit International

a SITCO ENTERPRISES LLC company  
Houston + Texas + USA  
Phone: +281.933.1500 ♦ Fax: +281.933.1760  
Toll: 1.800.347.6930  
803 Park Two Drive Sugar Land, Texas 77478 USA  
Sales@Summititc.com

Cognitive Technologies (UK) Limited – Официальный представитель в России и странах бывшего СССР

+7 499 124 3463 +7 926 607 7908

Dir@Cognitive.UK.com Summit@Oilgastrade.com

# ЭНЕРГАЗ:

через профессиональную специализацию – к качеству и надежности

«ДУМАЙ ГЛОБАЛЬНО – ДЕЙСТВУЙ ЛОКАЛЬНО». В ЭТОМ АФОРИЗМЕ, КАК УТВЕРЖДАЮТ ЗНАТОКИ, ЗАКЛЮЧЕНА СУТЬ ПОНЯТИЯ «ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ».

В ИНЖЕНЕРНОЙ ПРОФЕССИИ, ЧТОБЫ ДОСТИЧЬ НЕОБХОДИМЫХ ВЕРШИН, ТРЕБУЕТСЯ ДЛЯ НАЧАЛА ОВЛАДЕТЬ ШИРОКИМИ ЭНЦИКЛОПЕДИЧЕСКИМИ ЗНАНИЯМИ. ТОЛЬКО НА МОЩНОМ ФУНДАМЕНТЕ СОВРЕМЕННОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ, НА БЕСЦЕННОМ ОПЫТЕ СТАРШИХ ПОКОЛЕНИЙ ИНЖЕНЕРОВ-ПЕРВООТКРЫВАТЕЛЕЙ УДАЕТСЯ ДОСТИЧЬ ТАКОГО УРОВНЯ УНИКАЛЬНОЙ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ, ПРО КОТОРЫЙ ГОВОРЯТ: «РАВНОГО – НЕ НАЙТИ». ИНЫМИ СЛОВАМИ, ЛИШЬ ИСТИННЫЕ МАСТЕРА-СПЕЦИАЛИСТЫ НЕ ТОЛЬКО ВИДЯТ МАСШТАБ ПРОБЛЕМЫ И ЕЕ ОСОБЕННОСТИ, НО ОБЯЗАТЕЛЬНО НАХОДЯТ ОПТИМАЛЬНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ, ГАРАНТИРУЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ НАДЕЖНОСТЬ ПОСТАВЛЯЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ПО ТАКОМУ ИСПЫТАННОМУ ПРИНЦИПУ ДЕЙСТВУЮТ КОЛЛЕКТИВЫ ГРУППЫ КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ

"THINK GLOBALLY, ACT LOCALLY". THE NOTION OF "PROFESSIONAL SPECIALIZATION" IS CONTAINED IN THIS APHORISM.

IN THE ENGINEERING PROFESSION YOU MUST FIRST MASTER A BROAD ENCYCLOPEDIA KNOWLEDGE, THEN TO ACHIEVE THE DESIRED VERTICES. ONLY ON THE POWERFUL FOUNDATION OF MODERN TECHNICAL THEORY, ON THE INVALUABLE EXPERIENCE OF OLDER GENERATIONS OF PIONEER ENGINEERS, IT IS POSSIBLE TO ACHIEVE SUCH A LEVEL OF UNIQUE SPECIALIZATION, ABOUT WHICH THEY SAY: "THERE IS NO EQUAL". IN OTHER WORDS, ONLY TRUE MASTER SPECIALISTS NOT ONLY SEE THE SCALE OF THE PROBLEM AND ITS FEATURES, BUT NECESSARILY FIND THE OPTIMAL ENGINEERING SOLUTIONS THAT GUARANTEE THE EFFICIENCY AND OPERATIONAL RELIABILITY OF THE EQUIPMENT SUPPLIED. THE ENERGAZ GROUP OPERATES ON THIS PROVEN PRINCIPLE

Ключевые слова: компрессорное оборудование, газоподготовка, газоснабжение, локализация производства, импортозамещение.

**М.А. Белов,**  
заместитель генерального  
директора  
ООО «ЭНЕРГАЗ»

## ЭНЕРГАЗ – средоточие опыта

Компании ЭНЕРГАЗ, БелгородЭНЕРГАЗ, СервисЭНЕРГАЗ объединяет не только общий бренд. Эти предприятия имеют согласованные цели и задачи, которые достигаются через профессиональную специализацию и взаимную ответственность за качество модульного технологического оборудования газоподготовки на различных объектах энергетической, нефтегазовой и нефтехимической отрасли.

Специалистами этого «узкого» технологического сегмента многократно доказано, что от возможностей специфического оборудования газоподготовки во многом зависит достижение проектных показателей КПД и бесперебойная работа современных генерирующих энергообъектов различной

мощности, работоспособность объектов нефтегазовой отрасли, предназначенных для подготовки и транспортировки попутного газа.

Во многом благодаря профессиональной специализации ЭНЕРГАЗ развивает потенциал своих предприятий. Этот закономерный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном при реализации 123 энергетических и нефтегазовых проектов практически на всей территории Российской Федерации, а также в республиках Беларусь и Узбекистан.

Все проекты, уникальные в своем инженерном замысле, проходят обязательные этапы:

- индивидуальное проектирование и производство;
- заводские испытания, проводимые под контролем заказчика;
- обеспечение транспортировки на площадку строительства;

РЕКЛАМА



ФОТО 1. Система газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ» для энергоцентра ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

- комплекс работ и испытаний по вводу в эксплуатацию;
- обучение эксплуатирующего персонала;
- сервисное обслуживание в гарантийный и послегарантийный период.

В целом, начиная с 2007 года, ЭНЕРГАЗ поставил и ввел в эксплуатацию 243 установки газоподготовки. В электроэнергетике они работают на 60 энергоблоках суммарной мощностью более 4 200 МВт, в нефтегазовой отрасли – готовят попутный нефтяной газ на 40 месторождениях.

Наработана значительная практика использования технологического оборудования на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах по сбору и транспортировке ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений (фото 1), объектах особого назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

## Поставляемая продукция

Всё оборудование, которое производит и поставляет ЭНЕРГАЗ, можно разделить на несколько групп.

### Компрессорное оборудование:

- дожимные компрессорные установки топливного газа;
- дожимные компрессорные станции для сжатия попутного газа;
- компрессорные агрегаты низкого давления;
- вакуумные компрессорные станции;
- технологические компрессоры;
- воздушные компрессорные станции.

### Комплектные многофункциональные установки газоподготовки:

- блочные пункты подготовки газа;
- блоки подготовки попутного газа (фото 2);
- системы подготовки топливного и пускового газа.

Эти установки предназначены для предварительной подготовки газа перед его подачей в газоиспользующее оборудование – газовые турбины, газопоршневые установки, компрессорные станции,



ФОТО 2. Блок подготовки попутного газа на Усинском месторождении

котельные, газоперекачивающие агрегаты.

В зависимости от проектных требований они выполняют очистку и осушку газа, нагрев и охлаждение, коммерческий и технологический учет газа, редуцирование, измерение различных показателей (компонентный состав газа, теплотворная способность, температура точки росы).

*Специализированные системы газоподготовки:*

- системы фильтрации и сепарации природного газа;
- фильтры-скрубберы для очистки ПНГ;
- блоки осушки газа (аб- и адсорбционные, рефрижераторные, мембранные);
- узлы коммерческого и технологического учета газа, расходомеры;
- установки газоохлаждения (воздушные и рефрижераторные);
- теплообменники;
- подогреватели газа (электрические и водяные);
- системы редуцирования;
- сепараторы-пробооуловители и системы сжижения газов;
- измерители температуры точки росы;
- анализаторы компонентного состава и теплотворной способности газа.

Эти системы применяются для решения узкоспециальных задач. Могут функционировать автономно или в составе комплектных установок, повышая при этом эффективность технологических процессов.

*Оборудование газоснабжения:*

- блоки газораспределения;
- ресиверы;
- газовые коллекторы;
- трубопроводная обвязка;
- запорная арматура, приводы, насосы;
- системы мониторинга;
- внутриплощадочные газопроводы.

*Системы безопасности и управления:*

- системы пожаро- и газодетекции;
- системы сигнализации и пожаротушения;



ФОТО 3. Малая ГКУ для ГТУ Turbomach TBM-C40 мощностью 3,5 МВт (энергоцентр «Минского КСИ»)

- индивидуальные и групповые системы управления и контроля установок газоподготовки;
- САУ газовых хозяйств и САУ газоснабжения (включая АРМ оператора).

### Малые газовые компрессорные установки

Необходимо отметить, что номенклатура производимого оборудования постоянно расширяется. Например, на сегодня осуществлен переход от выпуска опытных образцов к серийному изготовлению малых газовых компрессорных установок (МГКУ).

МГКУ "ЭНЕРГАЗ" осуществляют сбор и транспортировку ПНГ на месторождениях с небольшими запасами углеводородов; подготовку топливного газа для турбин небольшой мощности (фото 3) на объектах малой энергетики; обеспечение топливом генерирующего оборудования, действующего в составе автономных энергоцентров; обеспечение технологических потребностей нефтегазохимических и иных производств.

Малые ГКУ разрабатываются по специальным проектам и обладают рядом значительных преимуществ в данном эксплуатационном сегменте:

- простота конструкции;
- небольшие габариты и компактность элементов;

- возможность работы с минимальной производительностью;
- упрощенный алгоритм управления и контроля;
- небольшие затраты на предпусковую подготовку и обслуживание;
- минимальный срок ввода в эксплуатацию;
- доступная цена.

### БелгородЭНЕРГАЗ – инжиниринговая и производственная база

Сегодня строительство и реконструкция объектов электроэнергетики и нефтегазового комплекса опираются на повышенные требования к проектированию. Проектировщики, как правило, исходят из того, что инженерная задача может решаться несколькими техническими способами. Искусство же проектирования проявляется в выборе наиболее эффективного и технически грамотного варианта.

Очевидно и то, что многократно повторяющиеся проектные решения необходимо доводить до совершенства. Технические находки прошлого столетия нерационально использовать в современных проектах. Улучшение и обновление технических решений от проекта к проекту – это веяние времени. И пусть скептики утверждают, что

лучшее – это враг хорошего, оптимисты все-таки настаивают, что для совершенства нет предела. Результат такого профессионального подхода к делу, как правило, заключается в отсутствии у заказчика замечаний по проекту.

Важнейшее условие успешного выполнения требований заказчика – сочетание специального (индивидуального) проектирования (фото 4) и современного высококачественного производства. В Группе ЭНЕРГАЗ решение этой задачи возложено на компанию БелгородЭНЕРГАЗ.

Всё оборудование разрабатывается здесь с учетом области применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженного оборудования, специальных проектных условий.

При необходимости проводятся расчеты в специальной программе, позволяющей создать теоретическую модель поведения газа при заданных параметрах по температуре, давлению и компонентному составу.

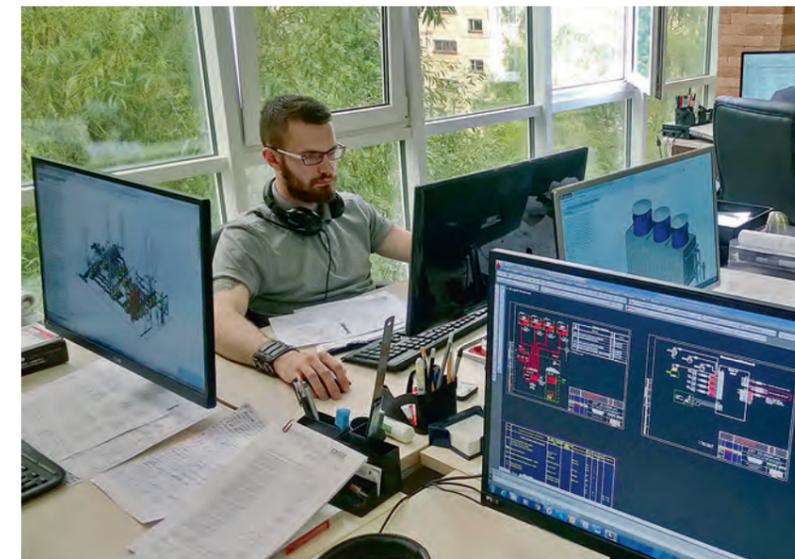


ФОТО 4. Индивидуальное проектирование – важнейший фактор в производстве современного оборудования

В итоге, предлагаются несколько алгоритмов технического решения поставленных задач, из которых в процессе согласования с заказчиком выбирается оптимальный вариант – по степени сложности, срокам и стоимости реализации.

Качество и эффективность оборудования, выпускаемого на производственной площадке ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» (фото 5), зиждется на широком спектре производственных и эксплуатационных преимуществ.



ФОТО 5. Сборочный цех. Подготовка оборудования к заводским испытаниям



ФОТО 6. Предпусковые работы на компрессорной станции топливного газа

*Производственные преимущества:*

- квалификация инженерного персонала;
- изготовление по специальным проектам;
- обоснованный подбор и применение специальных материалов, марок стали, комплектующих;
- исполнение в разных вариантах – ангарное, во всепогодном укрытии, в арктическом корпусе;
- максимальная интеграция всех узлов и систем на единой раме;
- резервирование элементов;
- заводские испытания оборудования;
- оптимальная заводская готовность при поставке.

*Эксплуатационные преимущества:*

- возможность работы с исходным газом любого типа и состава;
- минимальный срок проведения монтажных и предпусковых работ;
- полная автоматизация управления с передачей данных на АСУ ТП верхнего уровня;
- подтвержденный высокий коэффициент надежности – 99%;
- назначенный ресурс (срок службы) – не менее 25 лет;
- ремонтпригодность в сложных климатических условиях;

- высокий уровень эксплуатационной безопасности.

Следует отметить, что при проектировании и производстве учитывается возможность доукомплектования и модернизации установок, что позволяет вносить в процессе эксплуатации конструктивные изменения согласно дополнительным требованиям и пожеланиям заказчика.

Компоновка оборудования предусматривает свободное пространство для быстрого и комфортного доступа ко всем узлам и элементам, что обеспечивает возможность всесезонного качественного проведения сервисных мероприятий.

**СервисЭНЕРГАЗ – гарантии надежности**

В сфере компетенции ООО «СервисЭНЕРГАЗ» – комплекс задач по обеспечению гарантированной надежности и эффективности технологического оборудования, поставляемого компанией ЭНЕРГАЗ (на этапах монтажа, предпусковой подготовки, ввода в эксплуатацию и сервисного обслуживания).

Предприятие располагает мобильными сервисными бригадами, которые базируются в Москве и Сургуте. Обладает высоким техническим потенциалом и уникальным опытом выполнения

работ на особо опасных и технически сложных объектах.

СервисЭНЕРГАЗ осуществляет весь спектр работ и поставку оригинальных запчастей, расходных материалов и комплектующих как официальный авторизованный сервисный центр компаний ENERPROJECT SA и GEA Refrigeration на территории России и стран СНГ. В зоне профессиональной ответственности компании находятся:

*Шефмонтажные и монтажные работы:*

- контроль и участие в погрузочно-разгрузочных работах;
- контроль и участие в подготовке эксплуатационной площадки;
- установка оборудования на фундамент;
- выполнение трубопроводной обвязки;
- подключение электропитания;
- инспекция питающих топливных линий и качества газа.

*Предпусковая подготовка:*

- пусконаладочные работы (фото 6);
- индивидуальные (собственные) испытания;
- проверка работоспособности оборудования в ходе комплексных испытаний объекта;
- обучение представителей заказчика правилам и нормам эксплуатации.

*Сервисное обслуживание:*

- плановые и внеплановые регламентные работы и техническое обслуживание;
- поставка запасных частей и комплектующих, замена расходных материалов;
- текущий поиск и устранение неисправностей;
- консультационная поддержка;
- контрольно-ревизионные работы.

*Модернизация и ремонт:*

- усовершенствование, модификация, доукомплектование изделий;
- замена устаревшего или выработавшего свой ресурс оборудования;
- капитальный ремонт – локальный или заводской (фото 7);



ФОТО 7. Демонтаж газодожимного компрессора для последующего капитального ремонта

- ремонт неисправного профильного оборудования других производителей.

Сервисные мероприятия на оборудовании, находящемся в эксплуатации, пунктуально выполняются по согласованному с заказчиком графику – круглогодично, вне зависимости от удаленности и труднодоступности объекта, в любых климатических условиях, включая экстремальные.

Заметим, всё больше эксплуатирующих компаний осознают ущербность подхода «когда сломается, тогда и починим» и уповают на долгосрочные программы планового сервиса. Ведь в конечном итоге, несмотря

на кажущиеся «лишними» затраты, регламентированное послегарантийное обслуживание технологических установок газоподготовки влечет заметные выгоды.

Как минимум, обеспечивается назначенный ресурс самих установок, что сокращает общие эксплуатационные расходы. И самое главное – гарантируется бесперебойная работа сопряженного газоиспользующего оборудования или объекта по добыче, подготовке и транспортировке газа.

**Будущее – за локализацией**

В деятельности ЭНЕРГАЗа производственная локализация и импортозамещение – это не дань «модному тренду», а последовательный и плодотворный процесс возрождения конкретного сегмента отечественного машиностроения.

Основу здесь составляют долговременные и взаимовыгодные кооперационные связи ЭНЕРГАЗа и швейцарской компании ENERPROJECT SA и, что особенно важно, собственные инженерные разработки и производственные возможности.

Уникальный опыт индивидуального проектирования и длительной безостановочной эксплуатации технологических систем и модульных установок

газоподготовки от компании ЭНЕРГАЗ наработан при совместном использовании с газотурбинным оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» (фото 8) и НПО «Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», КМПО, «Невский завод», General Electric, Siemens, Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki.

Данный фактор лежит в основе профессионального интереса давних и новых партнеров к компании ЭНЕРГАЗ. В свою очередь, традиции долговременного сотрудничества подкрепляются повседневными принципами деятельности ЭНЕРГАЗа, среди которых:

- инженерная компетентность и корпоративная коммуникабельность;
- высокая ответственность перед заказчиками;
- постоянный творческий поиск уникальных проектных и производственных решений;
- оперативное восприятие передовых технологий;
- прочная профессиональная кооперация с подрядчиками и смежниками;
- качественный инжиниринг, дающий гарантии надежности и эффективности;
- организация системного сервиса оборудования, введенного в эксплуатацию;
- оптимальное сочетание цены и качества поставляемой продукции.

При этом профессиональная специализация всегда выступает гарантом высокого качества оборудования и надежности партнерства. ●

KEY WORDS: compressor equipment, gas treatment, gas supply, localization of production, import substitution.



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



ФОТО 8. Установка газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» для испытательного стенда АО «ОДК – Газовые турбины»

# ЛОГИСТИКА В ТЭК

ЛОГИСТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ – ВАЖНЕЙШИЙ ФАКТОР РЕАЛИЗАЦИИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ, ЗАЧАСТУЮ СОПРОВОЖДАЕМЫЙ РИСКАМИ РАЗНОГО УРОВНЯ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО КОМПАНИИ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-СНАБЖЕНИЕ» УДАЕТСЯ СИСТЕМНО, СВОЕВРЕМЕННО И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ОСУЩЕСТВЛЯЕТ СНАБЖЕНИЕ И ЛОГИСТИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ В ПРОЕКТЕ ЛЮБОГО МАСШТАБА?

LOGISTICAL SUPPORT IS A KEY FACTOR AS FAR AS IMPLEMENTATION OF AMBITIOUS PROJECTS GOES, AND IS OFTEN FRAUGHT WITH ALL TYPES OF RISKS. WHAT ARE THE SOLUTIONS HELPING GAZPROMNEFT-SNABZHENIE TO MAINTAIN CONSISTENT, TIMELY AND SYSTEMATIC SUPPLY AND LOGISTICS OPERATIONS FOR PROJECTS OF WHATEVER SCOPE?

Ключевые слова: логистика, грузоперевозки, снабжение, таможенное оформление, поставки.



**Свистунов Александр Александрович,**  
Заместитель генерального директора по коммерции ООО «Газпромнефть-Снабжение»

Компания «Газпромнефть-Снабжение» создана в 2011 г. на базе логистической инфраструктуры Группы «Газпром нефть».

За это время были достигнуты значительные результаты: реализованы крупные и важные проекты как в России, так и за рубежом, расширены география присутствия и спектр оказываемых услуг, таких как:

- Грузоперевозки водным, воздушным, автомобильным и железнодорожным транспортом;
- Международные перевозки грузов;
- Проектная логистика;
- Складская логистика;
- Концептуальное проектирование и логистическое моделирование;
- Разработка целевых логистических схем;
- Закупка, поставка и управление движением МТР;
- Таможенное оформление и консультирование, услуги СВХ;
- Строительство и содержание зимних автодорог;
- Перевозки в труднодоступные регионы Крайнего Севера.

Сегодня «Газпромнефть-Снабжение» – крупнейший логистический оператор, целью которого является комплексное и системное логистическое обеспечение предприятий топливно-энергетического комплекса и тяжелых отраслей промышленности. По результатам опроса представителей компаний топливно-энергетического

комплекса России, проведенного в рамках серии мероприятий «Московские нефтегазовые конференции» в 2016 г., «Газпромнефть-Снабжение» является победителем в номинации «Лучшая компания года по группе «Логистические услуги».

Логистическое обеспечение наряду с вопросами инвестирования и проектирования является важным фактором реализации крупных проектов, что зачастую сопровождается рисками разного уровня. В перечень зон повышенного внимания со стороны оператора комплексной логистики должны входить согласованность действий между участниками процессов; особенности погодных условий; наличие проверенных субподрядчиков; задачи таможенного оформления; наличие необходимого спец. транспорта на каждом этапе; отлаженность целевой логистической схемы; сжатые сроки на подготовку, реализацию и сопровождение проекта; процедуры согласования организационных вопросов в гос. структурах; своевременная подготовка площадок хранения и консолидации грузов; формирование планов погрузки, учет и оптимизация габаритности грузов; сохранение планового уровня бюджета или оптимизация затрат.

Среди возможных причин, снижающих эффективность закупок логистических услуг в тендерных процедурах заказчиков, встречаются: безальтернативная

оценка сроков при планировании МТО; особенности внутренних стандартов и приказов компаний (корпораций); децентрализация процесса принятия ответственных решений; внеплановое увеличение времени на производство МТР или оборудования; формирование тендерной документации без учета нюансов логистического планирования и весогабаритных параметров; логистическое бюджетирование по остаточному принципу; неоформленная система предупреждения инцидентов. Все это впоследствии сопровождается рисками для взаимодействующих сторон. В случае Заказчика можно говорить о стремительном росте расходов, низкой результативности проекта, технических ошибках, потере актуальности проекта, инвестиционных потерях и др. Для Исполнителя же эти факторы влияют не только на репутацию и снижение потенциальной прибыли, но и приводят к штрафным санкциям, занесению в черный список, отказу Заказчика от проекта, увеличению сроков и пр.

Учитывая вышесказанное, «Газпромнефть-Снабжение» видит роль системного оператора комплексной логистики не только в проработке логистических проектов на активной фазе реализации, но и в обсуждении задач МТО и логистики на начальной (концептуальной) фазе развития. Этот путь ведет к созданию более точной и продуманной логистической концепции.

Комплексный и своевременный подход к решениям логистических задач ведет к планомерному и устойчивому снижению потенциальных затрат в рамках реализуемого проекта

В список проверенных инструментов данного подхода, которые успешно применяются компанией «Газпромнефть-Снабжение», можно выделить следующие:

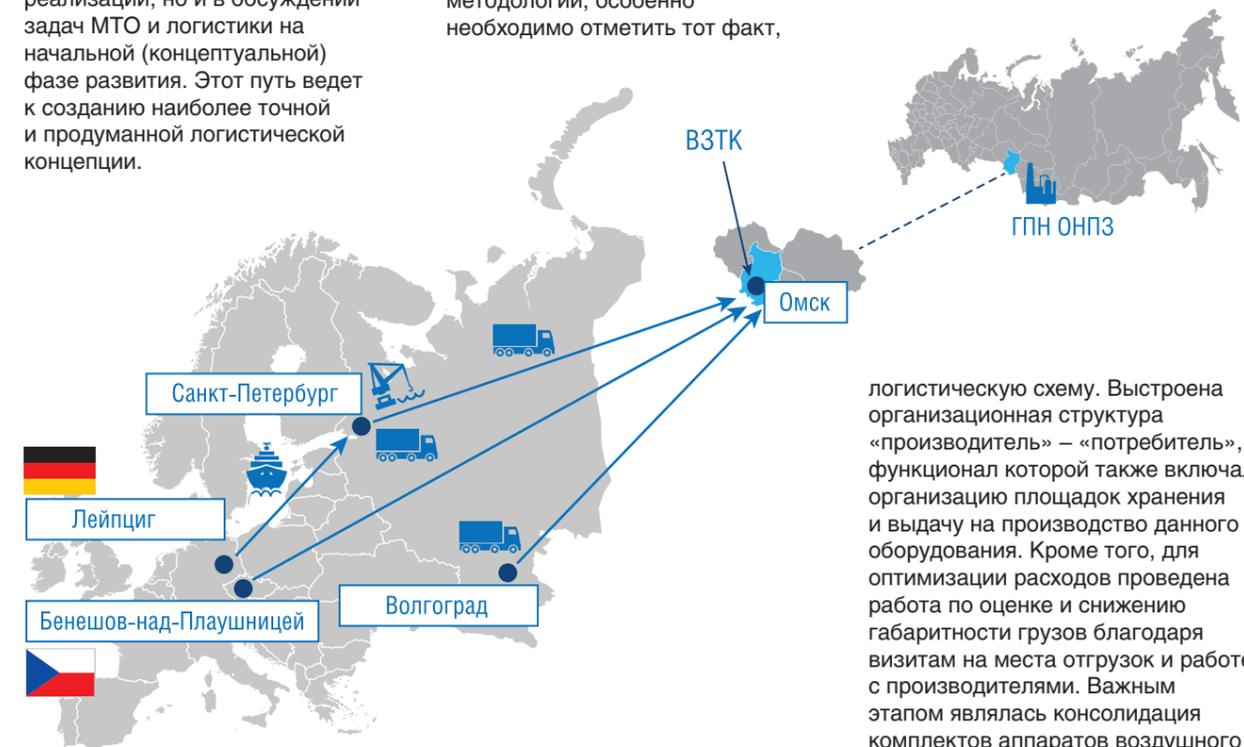
- Разработка интегрированных методов управления движением материально-технических ресурсов;
- Прогнозирование направлений грузоперевозок, объемов поставок и физического распределения материально-технических ресурсов по объектам проекта;
- Концептуальное проектирование и имитационное моделирование – структурный анализ как основа для объектно-ориентированного проектирования;
- Выстраивание процесса управления инцидентами – определение условий возникновения конфликтных отношений между участниками проекта (например, между строительными подрядчиками и производителями оборудования);

Говоря о применяемой методологии, особенно необходимо отметить тот факт,

что комплексный и своевременный подход к решениям логистических задач ведет к планомерному и устойчивому снижению потенциальных затрат в рамках реализуемого проекта.

Среди выполненных компанией «Газпромнефть-Снабжение» проектов, где высокое внимание было уделено некоторым из указанных выше факторов, стоит отметить несколько.

Первым примером является перевозка оборудования в адрес «Газпромнефть-ОНПЗ» в рамках реализации задач Блока Логистики, Переработки и Сбыта «Газпром нефти» по строительству комплекса глубокой переработки нефти. Для успешной мультимодальной перевозки из городов Европы, Санкт-Петербурга и Волгограда грузовых партий, содержащих детали реакторов и сепараторов высокого давления и аппараты воздушного охлаждения, отдел контрактной логистики «Газпромнефть-Снабжения» провел анализ возможных маршрутов и разработал целевую



логистическую схему. Выстроена организационная структура «производитель» – «потребитель», функционал которой также включал организацию площадок хранения и выдачу на производство данного оборудования. Кроме того, для оптимизации расходов проведена работа по оценке и снижению габаритности грузов благодаря визитам на места отгрузок и работе с производителями. Важным этапом являлась консолидация комплектов аппаратов воздушного

РЕКЛАМА



охлаждения на ВЗТК – проведено их таможенное оформление с нулевой ставкой пошлины (без класс. решений), что положительно отразилось на итоговом бюджете проекта и сроках его реализации.

Другим важным проектом является перевозка восьми комплектов газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» для стратегического актива «Газпром нефти» – Новопортовского месторождения – в 2014–2016 гг. Среди особых задач – оценка направлений грузопотоков, организация консолидации и перевозки грузов строго к определённому сроку из разных точек России и Италии, а также транспортировка оборудования в условиях холодного климата в соответствии с особыми требованиями, в т.ч. по зимним автодорогам. На каждом отрезке пути был выбран оптимальный вид транспорта, включая специальный транспорт с подогревом, а также

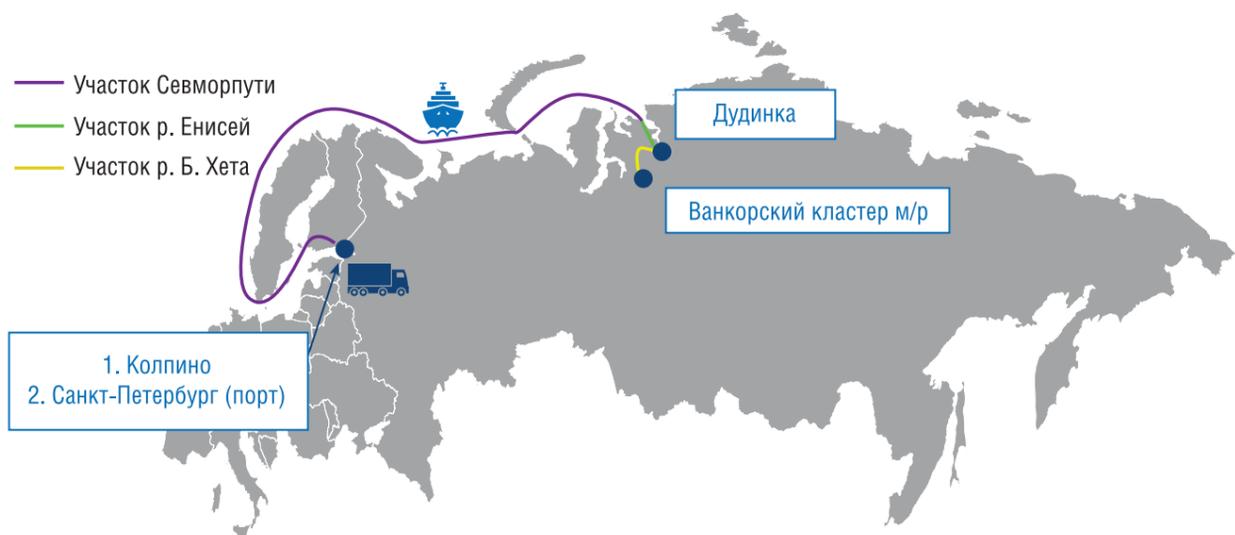
морское судно для перевозки оборудования, находящегося в Италии. Проведена работа по доработке упаковки, предоставлены рекомендации производителям; согласована минимально возможная степень негабаритности с РЖД.

К одним из уникальных и сложных проектов компании «Газпромнефть-Снабжение» также можно отнести доставку комплектов ГТУ на Ванкорский кластер месторождений (Красноярский край), в рамках которого осуществлялась перевозка по Северному морскому пути. За короткое время и в условиях дефицита необходимых судов был привлечен ледокол, в дальнейшем сопровождавший грузовое судно на сложных участках маршрута. Проект необходимо было выполнить в крайне сжатые сроки, обусловленные гидрологическими условиями на некоторых отрезках водного пути.

**Качественное и успешное завершение логистического проекта – это итог тесного взаимодействия всех участников процесса, ведущий к накоплению бесценного опыта. Именно такой опыт в будущем позволит системно, последовательно и в срок осуществлять снабженческие и логистические операции в проекте любого масштаба.**

KEYWORDS: *logistics, cargo transportation, supply, customs clearance, deliveries.*

Контакты для связи:  
 +7 (812) 448-00-51, доб. 4023  
 e-mail: [market-gpns@gazprom-neft.ru](mailto:market-gpns@gazprom-neft.ru)  
 Сайт: <http://supply.gazprom-neft.ru/>



# ФАКТОРЫ ТРАНСПОРТА НЕФТИ

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ СОЗДАНИЯ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (АЗРФ) ТРЕБУЕТ ПРЕОДОЛЕНИЯ ЦЕЛОГО РЯДА ОГРАНИЧЕНИЙ, КОТОРЫЕ НАКЛАДЫВАЕТ САМА ПРИРОДА И ПРИРОДООХРАННОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО. ОБУСЛОВЛЕНО ЭТО ТЕМ ОБСТОЯТЕЛЬСТВОМ, ЧТО ТЕРРИТОРИЯ И АКВАТОРИИ АЗРФ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ СУРОВЫМИ ПРИРОДНЫМИ УСЛОВИЯМИ И ВЫСОКОЙ УЯЗВИМОСТЬЮ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ПРИ ОСВОЕНИИ ТАКОГО МАКРОРЕГИОНА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ ОЧЕНЬ ВЕЛИКИ. КАКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОВОДЯТ СОВРЕМЕННЫЕ УЧЕНЫЕ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДИК ПО МИНИМИЗАЦИИ ЭТИХ РИСКОВ?

*IMPLEMENTATION OF THE PROJECTS FOR CREATION OF THE TRANSPORT INFRASTRUCTURE IN THE ARCTIC AREA OF THE RUSSIAN FEDERATION REQUIRES OVERCOMING OF A NUMBER OF LIMITATIONS POSED BY THE NATURE ITSELF AND THE ENVIRONMENTAL LEGISLATION. THE REASON FOR THIS IS THAT THE TERRITORY AND AQUATIC AREA OF THE ARCTIC AREA OF THE RUSSIAN FEDERATION ARE CHARACTERIZED BY SEVERE NATURAL CONDITIONS AND VULNERABLE ENVIRONMENT. THE ECONOMIC AND ECOLOGICAL RISKS OF DEVELOPMENT OF SUCH MACROREGION ARE EXTREMELY HIGH. WHAT RESEARCH DO THE MODERN SCIENTISTS PERFORM IN ORDER TO IMPROVE THE METHODS OF THESE RISKS MINIMIZATION?*

Ключевые слова: *добыча в Арктике, транспортная инфраструктура, особо охраняемые природные территории, водоохранная зона, экологические факторы.*

Перед строительством объектов транспортной инфраструктуры целесообразно провести исследование по выбору наиболее безопасного маршрута трасс с точки зрения минимизации экологических и экономических рисков при их будущей эксплуатации. Под экологическим риском понимается вероятностная характеристика угрозы (математическое ожидание экологического ущерба), возникающей для окружающей среды вследствие процессов, воздействующих на компоненты природной среды и человека и имеющих неблагоприятные экологические последствия. При этом инфраструктура должна быть построена таким образом, чтобы экологические риски были минимальны, а финансовые риски не превышали приемлемый уровень.

Существует множество факторов, влияющих на размещение и функционирование сооружений и коммуникаций в Арктике. Рассмотрим наиболее существенные из них. В целом их можно разбить на несколько категорий (групп) – природные, экологические, экономические,

технические и геополитические, которые, в свою очередь, при необходимости можно разделить на более мелкие таксоны.

Целью настоящей работы является анализ первых двух категорий факторов, чтобы отобрать наиболее значимые из них и выработать показатели, необходимые для разработки моделей, являющихся составными частями экспертно-аналитических систем создания транспортной инфраструктуры в АЗРФ.

Экологические факторы. Этот тип факторов определяется как характером природных процессов, так и требованием международного и российского природоохранного законодательства.

Особо охраняемые природные территории. Особо охраняемые природные территории (ООПТ) согласно закону [№ 33-ФЗ] – это участки земли, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное

**Губайдуллин Марсель Галиуллинович,** геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования Высшей школы энергетики, нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова

**Коробов Владимир Борисович,** Доктор географических наук, зам. директора по науке Федерального центра изучения Арктики (ФИЦКИА) РАН

**Сарычев Владимир Вячеславович,** генеральный директор НК «ООО ВОТОК НАО»



значение, которые изъяты решениями органов государственной власти полностью или частично из хозяйственного использования и для которых установлен режим особой охраны.

Чем больше в зоне потенциального воздействия находится ООПТ и выше их статус, а также биологически значимых территорий, тем опасней для окружающей среды транспортная система. Зона воздействия определяется при помощи моделирования или экспертным путем на основании известных аналогов и анализа пространственно-временных масштабов воздействия при аварийных ситуациях.

К ООПТ относятся: государственные природные заповедники, национальные парки, природные парки, государственные природные заказники, памятники природы, дендрологические парки и ботанические сады. Согласно ст. 5 [№49-ФЗ] территории традиционного природопользования также относятся к особо охраняемым природным территориям окружного значения.

В качестве показателя этого фактора можно выбрать ранг ООПТ, деленный на кратчайшее расстояние до объекта ТИ и трассы движения транспортных средств.

Водоохранные зоны водотоков и водоемов. В условиях Арктики высокая обводненность территории играет исключительно важную

роль в миграции загрязняющих веществ. По многочисленным водоемам и водотокам загрязняющие вещества способны распространяться на большие расстояния от места попадания в воду. Ограничения на хозяйственную деятельность определены для водоохранных зон (и защитных полос в их пределах) в целом и одинаковы для всех водоемов и водотоков. Зона ограниченной деятельности определяется только шириной полосы, которая зависит от протяженности водотока и площади водоема.

В качестве показателя водоохранной зоны можно принять ранг ширины конкретного водоема и участка.

Зоны повышенной биопродуктивности. Чем выше продуктивность, тем больший ущерб будет нанесен растительности и животному миру, а также сельскому хозяйству. Значения биологической продуктивности чаще всего оцениваются по данным публикаций для тундровой и лесотундровой растительности исследуемого региона.

В качестве показателя биопродуктивности тайги и тундры можно принять среднюю величину биомассы на площади 1 га. Для морских акваторий – их рыбохозяйственную значимость.

Степень загрязненности природной среды. Данный фактор является наиболее сложным, поскольку включает в себя оценку загрязнения атмосферы, литосферы и гидросферы. Комплексный показатель загрязненности природной среды до сих пор не выработан, хотя такие попытки и предпринимались. Еще одна трудность заключается в ответе на вопрос – сколько, и каких загрязняющих веществ и других показателей, таких как, например, насыщение кислородом воды, необходимо принимать во внимание при расчете соответствующих индексов загрязненности.

С другой стороны, загрязненность АЗРФ носит очаговый характер. Источниками загрязнения природной среды Арктики являются: промышленные узлы, такие как Норильский никель, месторождения углеводородов, крупные населенные пункты, подразделения Министерства обороны, гидрометеорологические станции. Твердые отходы, такие как емкости из-под ГСМ, локализуются на небольших площадях, жидкие отходы могут водотоками распространяться на достаточно большие расстояния, но концентрации их относительно быстро, вследствие разбавления, достигают уровней ПДК.

Иная ситуация имеет место с загрязнением атмосферы. Поллютанты, попадая в воздух, ветром разносятся на большие расстояния. Как показал случай, произошедший в марте 2008 года, пыль и аэрозоли могут переноситься в Арктику от источников, удаленных на тысячи километров. При этом осаждаются они на всей территории и акватории АЗРФ, накапливаясь в верхних слоях литосферы.

Поэтому многие исследователи, и авторы в их числе, склоняются к мнению, что загрязнение атмосферы является приоритетным среди всех геосфер особенно для мало освоенных регионов. Для оценки загрязненности атмосферы обычно используется ИЗА – индекс загрязнения атмосферы. Но для Арктики его, за исключением крупных промышленных узлов и населенных пунктов, вряд ли есть смысл рассчитывать, поскольку он везде будет одинаково низким. Поэтому есть смысл принять другой показатель – потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), который рассчитывается по сочетанию метеорологических факторов, обуславливающих уровень возможного загрязнения воздуха. Он рассчитан для всей территории страны и выражается в баллах.

Очаговые источники загрязнения могут учитываться дополнительно. Для них может быть построена ранговая шкала по степени опасности для окружающей среды.

Природные факторы могут быть разбиты на климатические, гидрологические, физико-географические и геологические.

#### Климатические факторы

Ветровой режим. От перемещения воздушных масс в приземном слое напрямую зависит степень нагрузок на сооружения и условия работы транспортных средств, а также характер распространения попавших в воздух загрязняющих веществ. Фактор следует оценивать по средним значениям скорости ветра или же по скорости ветра определенной обеспеченности.

Температурный режим. Низкие температуры воздуха отрицательно влияют на прочность

конструкций и требуют применения специальных морозостойких строительных материалов. Экстремально высокие температуры также не являются благом, особенно если они часто чередуются с отрицательными температурами, поскольку это приводит к резким изменениям коэффициентов термического расширения материалов и тем самым негативным образом влияет на прочность сооружений. Экстремальные температуры, как положительные, так и отрицательные, негативным образом влияют на работу персонала. Как и ветровой режим, данный фактор может быть оценен средней температурой либо значением температуры некоторой процентной обеспеченности.

Режим осадков. Чем больше осадков выпадает в зоне потенциального воздействия, тем опасней их воздействие на транспортную систему. Большое количество осадков может размывать дороги, интенсивные осадки затрудняют передвижение всех видов транспорта. В качестве показателя этого фактора может быть принято среднее количество осадков за год.

Опасные гидрометеорологические явления. К опасным относятся явления, которые по своей интенсивности, району распространения и продолжительности наносят ущерб производственной деятельности и населению, вызывают стихийные бедствия и экологические катастрофы. К ОГЯ относятся туманы, грозы, град, метели. Показателем этого фактора может быть принято среднее число дней ОГЯ в году.

#### Гидрологические факторы

Заболоченность территории. Заболоченные участки требуют повышенных затрат на их преодоление. Работы по ликвидации последствий аварийных разливов на заболоченных участках даже

при наличии специальной техники более трудоемки и длительны из-за трудностей с доставкой уборочных машин и высокой абсорбирующей способности болотных почв.

В качестве показателя этого фактора может быть принят процент заболоченности территории.

Переходы через водотоки и водоемы. Места переходов через водотоки представляют собой зоны повышенного экологического и техногенного риска. Аварии на мостах и особенно на переходах трубопроводов и прилегающих к ним территориях, когда нефть и нефтепродукты под действием гравитационных сил и срыва атмосферными осадками попадают в воду, более опасны для экосистем, чем сухопутные разливы. Перенос нефти водотоками увеличивает площадь загрязнения. Следовательно, чем больше количество мостов и переходов трубопроводов на трассе, тем выше риск нанесения ущерба окружающей среде. К тому же каждый мост и переход влечет за собой



удорожание строительства и увеличение эксплуатационных расходов.

Территория АЗРФ изобилует озерами. Однако большинство озер имеют площадь зеркала от всего от 0,05 до 0,5 км<sup>2</sup> и максимальную глубину 0,5–5,0 м. За редким исключением их легко обходить при строительстве дорог и трубопроводов, а в некоторых случаях можно просто засыпать. Поэтому озера можно не рассматривать в качестве ограничивающего показателя.

В качестве показателя этого фактора можно принять количество рек вдоль планируемой трассы с учетом их ранга, поскольку ширина реки влияет на стоимость работ по их преодолению и величину загрязнения природной среды в случае аварий.

Уровневый режим. Колебания уровня поверхности морей и рек оказывают влияние на судоходство, особенно в прибрежной зоне. На некоторых акваториях арктических морей колебания уровня настолько значительны, что могут обнажаться участки дна на несколько километров от берега. На реках в период паводка уровень может подниматься на несколько метров, в то время как во время летней межени в засушливые годы возможны настолько низкие уровни, что затруднено, а то и совсем невозможно судоходство.

Данный фактор можно оценить показателем максимального колебания уровней на заданных участках акватории, который косвенным образом дает оценку безопасности судоходства и вероятности размыва гидротехнических и инженерных сооружений.

Ледовый режим. Ледяной покров морей, рек, озер и болот существенным образом ограничивает передвижение по ним, требуя ледокольной проводки, оказывает серьезные нагрузки на сооружения и проложенные по дну трубопроводы.

В качестве показателя можно использовать комбинированную величину, состоящую из произведения длительности ледового сезона на среднюю/максимальную толщину ледяного покрова акватории.



*Физико-географические факторы*

**Рельеф.** На территории АЗРФ встречаются все виды рельефа: от низменных равнин до высоких гор. Все виды возвышенностей рельефа затрудняют прокладку дорог, трубопроводов и взлетно-посадочных полос. Необходимость обхода препятствий, строительства туннелей и наклон местности ограничивает выбор альтернатив и удорожает строительство.

В качестве показателя этого фактора можно принять среднее значение перепада рельефа по всей длине трассы дороги и трубопровода.

**Почвенные условия и грунты.** Почвы и грунты играют важную роль при строительстве объектов транспортной инфраструктуры как ограничивающий фактор. Малая устойчивость почв и грунтов к внешнему воздействию в условиях Арктики приводит к их деградации и активизации экзогенных процессов.

В качестве показателя данного фактора можно принять состав четвертичных отложений и состояние почвенного покрова как процент содержания осадочных пород и процент заглеевания почв.

*Геологические факторы*

**Ресурсный потенциал.** Этот фактор при рассмотрении поставленной задачи имеет немаловажное значение при рассмотрении и обосновании инвестиционных проектов, требующих развития или модернизации транспортной инфраструктуры.

**Криогенные процессы.** Следствием криогенных процессов является деформация фундаментов сооружений и свайных оснований. Трещины в фундаментах и емкостях приводят к выходу из строя дорог, аэродромов, причалов, постоянным утечкам нефти и нефтепродуктов и загрязнению почв, грунтов и подземных вод. Разрушение и просадка свай, на которых строят нефтепроводы, приводят к разрыву труб и разливам нефти.

Показателем оценки влияния данного фактора может являться тип ММП, а для линейных объектов – средний тип ММП. Тип ММП может быть выражен как ранг состояния верхнего слоя литосферы.

**Экзогенные процессы.** Почвы в зонах Арктики и северной тайги характеризуются большой рыхлостью, быстрой размокаемостью и большой величиной объемной усадки при высыхании. По этим причинам они в сильной степени подвержены экзогенным процессам. Выветривание, водная эрозия, образование карста за короткий срок коренным образом способны изменить ландшафты, вывести из оборота земли сельскохозяйственного назначения и, самое главное, создать предпосылки для аварий на трубопроводах.

В АЗРФ из современных экзогенных процессов наиболее развиты следующие криогенные процессы: сезонное и многолетнее

пучение, термокарст, термоэрозия, криогенное растрескивание, вымораживание каменного материала, солифлюкция, наледеобразование. Также развиты процессы, связанные с деятельностью поверхностных вод. Зоны, в которых проявляются экзогенные процессы, представляют собой повышенную опасность для всех типов сооружений. В тех случаях, когда этого избежать не удастся, что имеет место при строительстве линейных объектов, число пересечения таких зон должно сводиться к минимуму.

В качестве показателя экзогенных процессов может быть принято их количество вдоль трасс дорог и трубопроводов.

**Сейсмичность.** Существует высокая зависимость между разрывами трубопроводов и аномальными проявлениями геодинамических процессов. Протяженные трассы нефтепроводов, нефтехранилища, морские терминальные сооружения, построенные на очень слабых в инженерно-геологическом отношении грунтах, представляют собой объекты повышенной сейсмической опасности. В этих условиях даже слабые толчки могут привести к нежелательным

последствиям, в соответствии с которым территория АЗРФ и прилегающая морская акватория делится на различные районы по степени проявления сейсмических процессов.

Сейсмическая активность региона оценивается согласно сейсмическому районированию [ОСР-2012] в качестве показателя данного фактора принимается

балльная шкала интенсивности землетрясений.

Таким образом, при создании транспортной инфраструктуры АЗРФ необходимо учитывать, как минимум, 17 экологических и природных факторов. Такой порядок факторов, как показывает практика, вполне достаточен для решения подобных задач. ●

*Литература*

1. Губайдуллин М.Г., Калашников А.В., Макаровский Н.А. Оценка и прогнозирование состояния геологической среды при освоении севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – Архангельск: Изд-во АГТУ, 2008. – 270 с.
2. Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б. Экспертная интегральная оценка экологического состояния геологической среды. – Геозкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология, 2005, № 3, с. 244–252.
3. Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б. Экологический мониторинг нефтегазодобывающих объектов Европейского Севера России: учебное пособие. – Архангельск, ИПЦ Северного (Арктического) федерального университета, 2012, 236 с.
4. Исаченко А.Г., Шляпников А.А. Ландшафты. – М.: «Мысль», 1989, 504 с.
5. Коробов В.Б. Ограничения при добыче и транспортировке нефти с северной части Тимано-Печорской провинции. – Нефтепромысловое дело, 2001, № 4, с. 64–67.
6. Коробов В.Б. Экспертные методы в географии и геоэкологии. – Архангельск, 2008, Издательство Поморского государственного университета, 244 с.
7. Коробов В.Б., Тутьгин А.Г., Долгощелова М.И. Характер воздействия транспортного комплекса на окружающую среду Архангельской области. – Вестник Поморского университета. Серия «Естественные науки», 2011, № 4, с. 19–26.
8. Об особо охраняемых природных территориях. – Федеральный закон от 14.03.1995 № 33-ФЗ.
9. О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации. – Федеральный закон от 07.05.2001 № 49-ФЗ.
10. Уломов В.И., Богданов М.И. Новый комплект карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012) /Инженерные изыскания, 2013, № 8, с. 30–39.
11. Шевченко В.П., Коробов В.Б., Лисицын А.П., Алешинская А.С., Богданова О.Ю., Горюнова Н.В., Грищенко И.В., Дара О.М., Завернина Н.Н., Куртеева Е.И., Новичкова Е.А., Покровский О.С., Сапожников Ф.В. Первые данные о составе пыли, окрасившей снег на Европейском Севере России в желтый цвет (март 2008 г.). – Доклады Академии Наук, 2010, том 431, № 5, с. 675–679.
12. Юдахин Ф.Н., Губайдуллин М.Г., Коробов В.Б. Экологические проблемы освоения нефтяных месторождений севера Тимано-Печорской провинции. – Екатеринбург, Издательство УрО РАН, 2002, 315 с.

KEY WORDS: mining in the Arctic, transport infrastructure, protected areas, water protection zone, the environmental factors.



# ПОТОКИ СЕВЕРНОЙ НЕФТИ

ВОСТОЧНО-МЕССОЯСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – САМОЕ СЕВЕРНОЕ ИЗ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ МАТЕРИКОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ. ОНО РАСПОЛОЖЕНО НА РАССТОЯНИИ 340 КМ К СЕВЕРУ ОТ НОВОГО УРЕНГОЯ. БЛИЖАЙШИЙ НАСЕЛЕННЫЙ ПУНКТ – ПОСЕЛОК ТАЗОВСКИЙ, УДАЛЕН ОТ ПРОМЫСЛА НА 150 КМ. ДОБРАТЬСЯ СЮДА В ТЕПЛОЕ ВРЕМЯ ГОДА МОЖНО ТОЛЬКО ВЕРТОЛЕТОМ, ЗИМОЙ – ПО ЗИМНЕЙ АВТОДОРОГЕ. КАК В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ?

*THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHNSKOE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD IS THE NORTHERNMOST FIELD OF THE ONSHORE-DEVELOPED OIL FIELDS OF RUSSIA. IT IS LOCATED AT A DISTANCE OF 340 KM NORTH FROM NOVY URENGOY. VILLAGE TAZOVSKIY IS THE NEAREST POPULATED LOCALITY, AND IT IS REMOVED FROM THE FIELD FOR 150 KM. IN THE FROST-FREE SEASON, YOU CAN GET THERE ONLY BY HELICOPTER, IN THE WINTER – ON THE WINTER ROAD. HOW SHOULD THE TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS BE CARRIED OUT UNDER SUCH CONDITIONS?*

**Ключевые слова:** нефтепровод, транспортировка в Арктике, внутрипромысловые трубопроводы, тяжелая нефть, Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное месторождение.

УДК 621.64

Еще в середине прошлого столетия геологи знали насколько Арктика богата углеводородными запасами. Но в условиях вечно мерзлоты и полного отсутствия инфраструктуры добывать нефть было крайне затруднительно. Кроме того, в то время не была решена основная задача – транспортировка, ведь нефть надо было как-то доставить потребителю.

К идее добычи арктической нефти российские компании вернулись лишь в 2010 г. после того, как правительство РФ приняло решение о строительстве ветки нефтепровода Заполярье – Пурпе, которая сегодня является частью магистральной нефтепроводной сети «Транснефти».

В том же 2010 г. оператором проекта Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений стала компания «Газпром нефть», (до этого, геологоразведочные работы в Тазовском районе проводило объединение «Заполярье-нефтегазгеология», входившее в состав «Главтюменьгеологии»), после чего началась подготовка к разработке Восточной Мессояхи. 27 декабря 2011 г. «Газпром нефть» и «ТНК-ВР» подписали соглашение и стали акционерами «Мессояханефтегаза» в равных долях.

Разрешение на начало эксплуатации месторождения президент дал генеральному директору «Мессояханефтегаза» А. Сарварову, который от имени коллектива предприятия приветствовал главу государства с площадки центрального пункта сбора нефти Восточно-Мессояхского месторождения: «Отгрузка самой северной нефти России в систему магистральных нефтепроводов началась!».

## ФАКТЫ

В **2016** г.

нефть Восточно-Мессояхского месторождения поступила в систему магистральных трубопроводов

**98** км

протяженность напорного нефтепровода от Восточно-Мессояхского месторождения до ЦПС. Его мощность – 7 млн тонн в год

**3** млн

тонн в год объем нефти, на который рассчитана первая очередь ЦПС

Нефть Мессояхи можно назвать отдельным вызовом проекта. Нефть оказалась тяжелой, вязкой, цвета и консистенции вареной сгущенки. Ее плотность – 945 кг/куб. м, вязкость – 111 сантипауз в пластовых условиях. При этом с увеличением обводненности и газового фактора нефть стремится к образованию стойких эмульсий.

В «Мессояханефтегазе» опасались, что такое сырье будет сложно перекачивать по трубопроводу. Но решение нашлось достаточно быстро, нефть просто разогревают до 55°C на выходе с центрального пункта сбора, в трубе (530 мм) она не замерзает за счет теплоизоляции.

Зимой температура воздуха на месторождении достигает минус 50–60°C. К экстремально низкой температуре добавляются сильные ветра с порывами до 40 метров в секунду. Постоянные метели серьезно ограничивают работу промысла зимой, которая здесь длится 9 месяцев. С учетом этих факторов внутрипромысловые трубопроводы на месторождении сделаны обогреваемыми, чтобы в самые холодные дни не промерзли участки малого диаметра.

В мае 2016 г. АО «Мессояханефтегаз» завершило монтаж напорного трубопровода для транспортировки нефти Мессояхской группы месторождений. Трубопровод мощностью 7 млн тонн нефти в год протяженностью 96 км соединил группу Мессояхских месторождений с магистральной нефтетранспортной системой «Заполярье – Пурпе». Первой по нефтепроводу начала поступать нефть Восточно-Мессояхского месторождения, запущенного в конце 2016 г.

При реализации масштабного инфраструктурного проекта в условиях Крайнего Севера были использованы самые современные природосберегающие технологии. В частности, в





В его состав входят насосная станция, пункт подогрева нефти, резервуары, система измерения количества и показателей качества, а также вспомогательные здания и сооружения.

При проектировании напорного трубопровода требовалось учесть не только суровые климатические условия, но и сложный рельеф (большое количество рек и ручьев), а кроме того, влияние проекта на жизнь коренного населения и на окружающую среду. Для прокладки трубы был выбран маршрут, не пересекающий священные для коренных жителей места. Чтобы не повредить уникальную экосистему Арктики, нитку трубопровода построили над землей с применением технологии термостабилизации грунта.

Для повышения надежности трубопровода в процессе его строительства применялись самые прогрессивные технологии: он оборудован системами обнаружения утечек и контроля коррозии, комплексом средств дистанционного контроля и управления с поступлением входных и выходных сигналов на пульты операторов ЦПС и ПСП – приемно-сдаточный пункт. ПСП – важнейший объект подготовки товарной нефти, расположенный на Пякяхинском месторождении, на расстоянии почти 100 км от «Мессояхи». Здесь сырье проходит окончательную подготовку и сдается в систему магистральных трубопроводов.

опоры надземной части нефтепровода включена система термостабилизации для защиты многолетне-мерзлых грунтов от теплового воздействия. Кроме того, самые северные в России подводные переходы через реки Индикьяха и Мудуйяха были построены методом наклонно-направленного бурения, что позволяет исключить воздействие на флору и фауну. В местах миграции оленей предусмотрены специальные переходы.

На всем протяжении трубопровод оборудован многоступенчатой системой безопасности. Контролировать герметичность нефтетранспортной системы позволят датчики контроля давления, система видеоконтроля, а также пожарная и охранная сигнализации, наблюдение за которыми будет вестись круглосуточно в режиме реального времени.

Но, прежде, чем подать нефть в трубопровод ее необходимо подготовить. Подготовка происходит на ЦПС – центральном пункте сбора нефти. На ЦПС со скважин Восточно-Мессояхского месторождения поступает газонасыщенная нефтяная эмульсия. Здесь она проходит сепарацию, дегазацию, обезвоживание и обессоливание, после чего уже в очищенном виде перекачивается через напорный нефтепровод до приемно-сдаточного пункта.

Напорный нефтепровод стыкуется с магистралью Заполярье – Пурпе на приемно-сдаточном пункте, расположенном на Пякяхинском месторождении. Магистральная трасса связывает месторождения Ямала с нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан.

**ФАКТЫ**

**38** км

нефтеборных трубопроводов различного диаметра проложено, протянуто 40 км линий электропередачи

**85** млрд

руб инвестиции в проект Мессояха



На ПСП расположена химико-аналитическая испытательная лаборатория, прошедшая аккредитацию в национальной системе. Это одно из обязательных условий коммерческой сдачи товарной нефти Восточно-Мессояхского месторождения в систему магистральных нефтепроводов. Именно в лаборатории подтверждается соответствие углеводородного сырья требованиям и нормам национальных стандартов.

Передовое оборудование импортного и отечественного производства позволяет проводить испытания нефти и выдавать заключения по 13 показателям, среди которых – концентрация хлористых солей, массовая доля воды, парафина и механических примесей,

**ФАКТЫ**

**1400**

человек строили центральный пункт сбора

Нефть Мессояхи тяжелее, чем западносибирская, ее плотность 0,95 г/куб. см против 0,84 г/куб. см, она относится к группе высоковязких

плотность, фракционный состав, кинематическая вязкость, содержание серы.

В первом квартале 2017 года на центральном пункте сбора нефти начат работу второй участок лаборатории. Здесь будут проводить исследования не только товарной, но и сырой нефти, а также пластовой воды, природного и попутного нефтяного газа, масел, необходимых для работы газотурбинной электростанции.

«Мессояха» вслед за «Новым Портом» и «Приразломной» – третий по счету проект, успешно реализованный «Газпром нефтью» в Арктике. Объединяет их не только география: сжатые сроки, высокие технологии, примененные при разработке, и уникальные вызовы, рождающие уникальные компетенции, – вот отличительные особенности этой арктической «тройки». Запуск Восточно-Мессояхского промысла в промышленную эксплуатацию знаменует начало нового этапа в жизни проекта – этапа промышленной добычи. ●

KEY WORDS: oil pipeline transportation in the Arctic, infield pipelines, heavy oil, Vostochno-Messoyakhskoye oil-gas condensate field.



# УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ



**Алтунина Любовь Константиновна,**  
Д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки РФ  
Директор Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), заведующая лабораторией коллоидной химии нефти ИХН СО РАН



**Кувшинов Владимир Александрович,**  
К.х.н., Ведущий научный сотрудник Федерального государственного бюджетного учреждения науки ИХН СО РАН



**Кувшинов Иван Владимирович,**  
Ведущий программист Федерального государственного бюджетного учреждения науки ИХН СО РАН

ПРЕДСТАВЛЕНА ИНФОРМАЦИЯ О НОВЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕРМОТРОПНЫХ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА, УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ, А ТАКЖЕ «ХОЛОДНЫХ» ТЕХНОЛОГИЯХ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ВЯЗКОСТЬЮ И ЩЕЛОЧНОСТЬЮ, ИМЕЮЩИХ НИЗКУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ЗАМЕРЗАНИЯ. ПРИВЕДЕННЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В 2014-2016 ГГ. НА ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ РАЗРАБОТКИ, ЗАВОДНЕНИИ, ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ И В ЗОНЕ ПЛОЩАДНОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА. ТЕХНОЛОГИИ ПОКАЗАЛИ ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ. СОЗДАННЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПЕРСПЕКТИВНЫ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНО ИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ. ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЗВОЛИТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ РЕНТАБЕЛЬНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, БУДЕТ СПОСОБСТВОВАТЬ РАЗВИТИЮ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В СЕВЕРНЫХ РЕГИОНАХ

*INFORMATION ABOUT NEW PHYSICAL AND CHEMICAL TECHNOLOGIES WITH APPLICATION OF THERMOTROPIC NANOSTRUCTURED GEL-FORMING COMPOSITIONS FOR LIMITING WATER INFLOW, INCREASING OIL RECOVERY AND INTENSIFYING OF THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OIL GRADES WITH CARBONATE RESERVOIRS, AS WELL AS "COLD" TECHNOLOGIES THAT USE OIL-DISPLACING COMPOUNDS WITH CONTROLLED VISCOSITY AND ALKALINITY HAVING A LOW FREEZING POINT IS PROVIDED. RESULTS OF PILOT AND INDUSTRIAL TESTS OF NEW TECHNOLOGIES AT THE PERMIAN-CARBONIFEROUS DEPOSIT OF HIGH-VISCOSITY OIL OF THE USINSKOYE FIELD UNDER THE NATURAL DEVELOPMENT REGIME, FLOODING, STEAM CYCLING AND IN THE AREA OF STEAM INJECTION IN 2014-2016 ARE PRESENTED. THE TECHNOLOGIES PROVED THEIR HIGH EFFICIENCY, WHICH MANIFESTED IN REDUCED WATER CUT, INCREASED OIL PRODUCTION RATES, AND INTENSIFIED DEVELOPMENT. THEY WERE RECOMMENDED FOR INDUSTRIAL USE. PHYSICAL AND CHEMICAL TECHNOLOGIES WERE DEVELOPED FOR INCREASING OIL RECOVERY AND LIMITING WATER INFLOW ARE PROMISING FOR APPLICATION AT DEPOSITS WITH COMPLICATIONS IN RECOVERABLE RESERVES DEVELOPED IN EXTREME CLIMATIC CONDITIONS OF NORTHERN REGIONS, INCLUDING DEPOSITS WITH CARBONATE RESERVOIRS THAT CONTAINING HEAVY, HIGHLY VISCOUS OIL. INDUSTRIAL APPLICATION OF NEW TECHNOLOGIES WILL ALLOW PROFITABLE OPERATION OF DEPOSITS, WILL CONTRIBUTE TO DEVELOPMENT OF OIL PRODUCTION INDUSTRY IN NORTHERN REGIONS*

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, термотропные наноструктурированные гелеобразующие композиции, ограничение водопритока, карбонатные коллекторы, высоковязкие нефти.

В мировом балансе энергоносителей доля углеводородов, сосредоточенных в карбонатных коллекторах, играет все более существенную роль – большинство новых месторождений относится именно к этой категории. Карбонатные коллекторы присутствуют на месторождениях

бассейна Персидского залива, нефтегазоносных бассейнов США и Канады, в Прикаспийском бассейне. На них приходится 42% запасов нефти и 23% газа [1–3].

Последние десятилетия развития нефтяной промышленности России характеризуются ухудшением структуры запасов нефти. Особое

внимание все больше уделяется проблеме разработки залежей нефти, сложенных карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной и высокой вязкости. Запасы нефти, приуроченные к карбонатным коллекторам с содержанием в них вязкой и высоковязкой нефти, к настоящему времени составляют в мире более 30% от всех разведанных запасов. В России запасы нефти в таких коллекторах составляют более 50%, в Удмуртии – 70% [3]. На месторождениях «Газпром нефти» около 40% остаточных запасов, или почти 600 млн тонн углеводородов, содержится в карбонатных коллекторах [1]. Наиболее крупными активами с такими залежами являются Восточный участок Оренбургского месторождения, Куюмбинское и Чонское месторождения в Восточной Сибири, проект Бадр в Ираке, Приразломное месторождение на шельфе Печорского моря. Существующие способы и методы разработки месторождений с карбонатными коллекторами на основе заводнения позволяют достигать конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) не более 0.25–0.27 [3].

Неуклонно прогрессирующие потребности мировой экономики в углеводородах будут удовлетворяться в основном за счет освоения новых нефтедобывающих регионов, преимущественно в полярных областях планеты, а также разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами, в том числе тяжелых, высоковязких нефтей и битумов, запасы которых в мире примерно в 5 раз превышают объем остаточных извлекаемых запасов легких нефтей малой и средней вязкости. В ближайшие десятилетия арктический регион России будет основным резервом нефтегазодобывающей промышленности страны.

Для эффективного освоения нефтяных месторождений с карбонатными коллекторами в северных регионах необходимо создание и широкомасштабное применение научно обоснованных технологий добычи нефти, адаптированных к условиям Севера, разработка новых химических реагентов для осуществления этих задач может быть востребован многолетний опыт работы Института

химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) в области создания физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, в частности, для пермо-карбонатовой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения в республике Коми. В ИХН СО РАН созданы 11 новых промышленных технологий увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока для месторождений с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей с карбонатными коллекторами, содержащими тяжелые, высоковязкие нефти [6–13]. Технологии промышленно используются нефтяными компаниями ЛУКОЙЛ, РОСНЕФТЬ и др. Организовано промышленное производство ряда композиций, в них используются химические многотоннажные продукты, с предпочтением недорогих отечественных реагентов. Создана перспективная концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических «интеллектуальных» наноразмерных систем: гелей, зелей, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) и буферных систем с регулируемой щелочностью, сохраняющих, самоподдерживающих в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для нефтевытеснения.

## Гель-технологии для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока

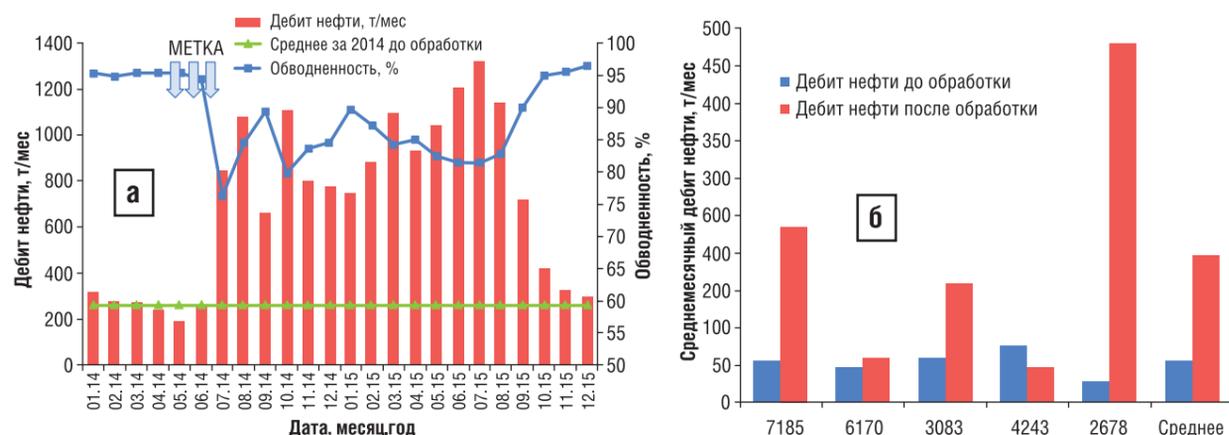
На поздней стадии разработки месторождений доминирующая роль принадлежит гель-технологиям, увеличивающим охват пласта заводнением, снижающим обводненность продукции и увеличивающим добычу нефти. В ИХН СО РАН созданы термотропные гелеобразующие системы,

которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых – превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов [8–13]. Исследованы кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные характеристики гелей различных типов для неоднородных пластов с проницаемостью в интервале от 0.01 до 10 мкм<sup>2</sup>. Предложены термотропные гелеобразующие композиции: неорганические на основе системы «соль алю-миния – карбамид – вода» и полимерные на основе эфиров целлюлозы с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур 30–320°C. С их использованием разработаны пять гель-технологий для увеличения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов, которые промышленно используются на месторождениях Западной Сибири и республики Коми [8–13]. Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран.

Проведены промысловые испытания и осуществляется промышленное использование комплексных технологий физико-химического и паротеплового воздействия на пермо-карбонатовой



РИС. 1. Результаты ОПР по ограничению водопритока с применением композиции МЕТКА® на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 5 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; (б) – прирост среднемесячного дебита за весь период наблюдения (16 мес.) по скважинам после обработки композицией МЕТКА®



залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. Так, в 2010–2014 гг. по технологиям ИХН СО РАН обработаны более 170 скважины. Прирост дебита по нефти составил от 3 до 24 тонн в сутки на скважину, дополнительная добыча нефти 980 тонн на скважину-обработку. Геофизические исследования до и после закачки гелеобразующей композиции показали, что происходит перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта паротепловым воздействием. Результаты проведенных работ демонстрируют синергизм методов физико-химического и паротеплового воздействия на пласт, перспективность их комплексного применения для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей [9–11].

В 2014–2016 гг. на пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения проведены опытно-промышленные испытания новых технологий ограничения водопритока с применением термотропных гелеобразующих композиций МЕТКА®, ПСБ и МЕГА.

**Обработка добывающих скважин при площадной закачке пара с применением термообратимой гелеобразующей композиции МЕТКА®**

В ИХН СО РАН разработан метод ограничения водопритока и повышения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов путем регулирования фильтрационных потоков, увеличения охвата пласта заводнением или паротепловым

воздействием термообратимыми полимерными гелями МЕТКА®, которые образуются из растворов полимеров с нижней критической температурой растворения [11–15]. Фактором, вызывающим гелеобразование, является тепловая энергия пласта или закачиваемого теплоносителя. Процесс превращения при повышении температуры маловязкого раствора в гель является обратимым фазовым переходом. Гели устойчивы при температурах до 220°C и могут использоваться как эффективное средство ограничения водопритока, перераспределения фильтрационных потоков, предотвращения прорыва газа, ликвидации газовых конусов. Композицию МЕТКА® можно закачивать в нагнетательные, паронагнетательные, пароциклические и добывающие скважины. Следует отметить, что гели МЕТКА® имеют лучшее сцепление с карбонатным коллектором и выдерживают большие перепады давления, чем неорганические гели гидроксида алюминия.

При площадной закачке пара в добывающих скважинах, гидродинамически связанных с паронагнетательными, через определенное время наблюдается прорыв пара или горячей воды, при этом увеличивается обводненность продукции и снижаются дебиты по нефти. При закачке гелеобразующей композиции в реагирующие добывающие скважины с забойной температурой от 30 до 220°C непосредственно в пласте происходит образование геля. Это способствует

селективному ограничению водопритока из прогретых и промытых пластов, изменению направления фильтрационных потоков, снижению обводненности, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента.

С целью повышения эффективности системы паротеплового воздействия за счет селективного ограничения водопритока в 2014 г. произведена закачка композиции МЕТКА® в 5 добывающих скважин Усинского месторождения, на участке площадной закачки пара. Объем закачки композиции – в интервале 19–95 м³ на скважину. После закачки композиции МЕТКА® наблюдается увеличение дебитов по нефти и снижение обводненности продукции, рис. 1. Дополнительно добытая нефть составила на декабрь 2015 года 11 000 т, в среднем по 2100 т на скважину-обработку. Максимальное зафиксированное абсолютное снижение обводненности 39% (с 97% до обработки до 58% после). Среднее снижение обводненности по 5 скважинам 24%. Длительность эффекта обработки 16 месяцев. На рис. 1 (а) приведены сводные графики эффекта обработки по 5 скважинам – средние значения месячных дебитов по нефти и обводненности продукции до и после обработки композицией МЕТКА®. По результатам опытно-промышленных работ (ОПР) технология селективного ограничения водопритока добывающих скважин при площадной закачке пара с применением термообратимой полимерной гелеобразующей

ТАБЛИЦА 1. Ограничение прорывов воды и газа в добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения с применением гелеобразующей композиции ПСБ за 2015 год, исполнитель ООО «ОСК»

Номер скважины	Дата ОПР	До обработки			После обработки		
		Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	% воды	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	% воды
2869	05.11.15	37.8	9.94	73.7	45.33	10.94	76.43
3150	30.11.15	49.4	0.7	98.7	36	9.7	73.1
1223	02.12.15	32.3	2.4	92.5	17.1	8.5	50.3
2762	28.10.15	37.3	2.99	91.9	14.1	7	50.33
8306	30.12.15	53.5	0.3	99.4	46.9	6.3	86.5

композиции МЕТКА® рекомендована к промышленному использованию.

В 2015 г. успешно проведена обработка композицией МЕТКА® еще 5 добывающих скважин.

**Ограничение водопритоков и прорывов газа с применением гелеобразующей композиции ПСБ**

В ИХН СО РАН разработана технология ограничения прорыва воды и газа в добывающих скважинах гелеобразующей композицией ПСБ на основе водорастворимого полимера, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, генерирующей в пласте гель при определенных температурах [15]. Технология направлена на повышение эффективности работы скважин за счет ограничения прорыва газа и воды, увеличение дебитов по нефти и по жидкости. Технология заключается в нагнетании в добывающие скважины чередующихся оторочек водных растворов

гелеобразующей композиций ПСБ – гелеобразователя (раствор 1) и сшивателя (раствор 2), способных образовывать гели непосредственно в пластовых условиях. Образующиеся в пласте гели блокируют прорывы газа, что приводит к повышению эффективности работы скважин и увеличению добычи нефти. Технология применима в широком интервале температур, на нефтяных месторождениях с терригенными и карбонатными коллекторами, в различных геолого-физических условиях и на разных стадиях разработки месторождений, в частности, в условиях пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. В композициях ПСБ используется водорастворимый полимер с верхней критической температурой растворения, пленки которого имеют наиболее низкую газопроницаемость из промышленных полимеров.

Первые промысловые испытания композиции проведены в конце

2015 года ООО «ОСК» в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 5 добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. В каждую скважину произведена закачка 60–96 м³ композиции ПСБ (48 м³ раствора полимера со структурообразователем и 12–48 м³ сшивателя). Даты обработок, номера скважин и параметры их работы по замерам ООО «ОСК» приведены в таблице 1. В среднем по обработанным ПСБ скважинам отмечается снижение обводненности, снижение дебитов по жидкости и увеличение добычи нефти.

На рис. 2 (а) приведен сводный результат эффекта обработки по 5 скважинам, по данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) на январь 2017. На последний месяц наблюдения, январь 2017 г., эффект закончен, продолжительность эффекта 14 месяцев. Значения накопленного эффекта находятся в диапазоне 20–3800 т дополнительно

РИС. 2. Результаты ОПР по ограничению водопритока с применением композиции ПСБ на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 5 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; (б) – прирост среднемесячного дебита за весь период наблюдения (14 мес.) по отдельным скважинам после обработки композицией ПСБ

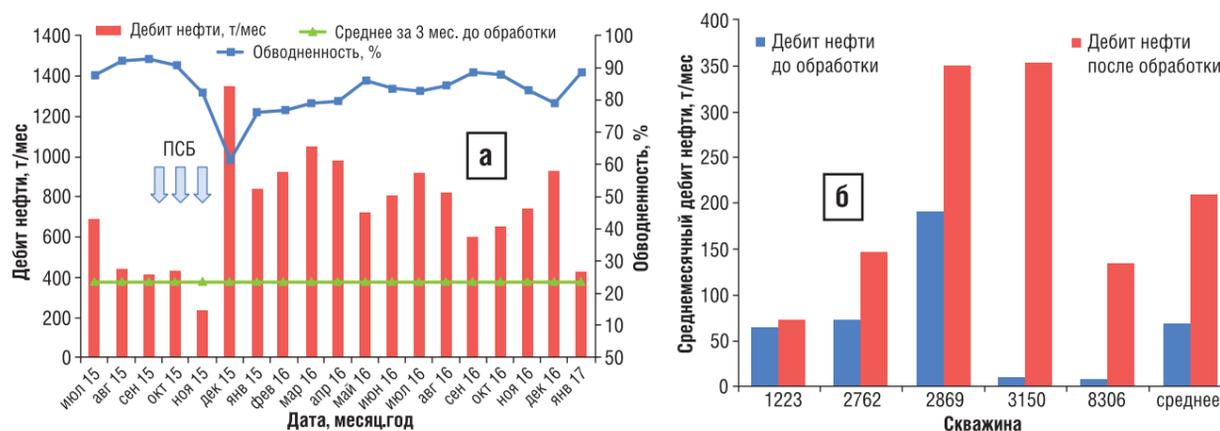


ТАБЛИЦА 2. Ограничение прорывов воды и газа в добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения с применением гелеобразующей композиции ПСБ за 2015 год, исполнитель ООО «ОСК»

№ п/п	Номер скважины	Вид обработки	Дата обработки	Объем готовой композиции, м <sup>3</sup>
1	7054	При ПЦО	06-07.10.2016	80
2	8126	При ПЦО	31.10-01.11.2016	80
3	6170	В зоне ПТВ	14-16.11.2016	90
4	6108	В зоне ПТВ	25-27.11.2016	85
5	4560	В зоне ПТВ	10-12.12.2016	119

добытой нефти на скважину, среднее значение ~1300 т на скважину (~6500 т по 5 скважинам суммарно).

**Ограничения водопритока с применением термотропной наноструктурированной композиции МЕГА с двумя гелеобразующими компонентами**

Для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии, улучшения структурно-механических свойств гелей в ИХН СО РАН создана композиция МЕГА на основе системы «соль алюминия – простой эфир целлюлозы – карбамид – вода» с двумя гелеобразующими компонентами: термотропными полимерными растворами с нижней критической температурой растворения на основе эфиров целлюлозы («простой эфир целлюлозы – карбамид – вода»), образующими гели за счет обратимого фазового перехода, и термотропными неорганическими растворами «соль алюминия – карбамид – вода», образующими гели за счет реакции гидроксополиконденсации ионов алюминия [16]. Они образуют связнодисперсные наноразмерные структуры типа «гель в геле».

При нагревании выше нижней критической температуры растворения эфира целлюлозы в системе за счет фазового перехода сначала образуется полимерный гель, а затем внутри полимерного геля по механизму гидролитической поликонденсации, инициируемой продуктами гидролиза карбамида, образуется гель гидроксида алюминия. В результате улучшаются структурно-механические свойства геля, его вязкость и упругость кратно возрастают. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды или пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличению добычи нефти.

Комбинированные наноструктурированные гели, полученные из термотропной композиции МЕГА с двумя гелеобразующими агентами – полимерным и неорганическим, как и гели на основе только эфира целлюлозы, будут иметь лучшее сцепление с карбонатным коллектором, чем гели гидроксида алюминия. Композиция перспективна для создания

противофильтрационных барьеров и экранов в нефтяных пластах с целью увеличения нефтеотдачи и изоляции водопритоков.

Областью применения технологии являются пласты с температурой 60–220°С, в частности, разрабатываемые или вводимые в разработку заводнением или паротепловым и пароциклическим воздействием. Тип коллектора – терригенный, полимиктовый или карбонатный, неоднородный. Технология применяется в отдельных водонагнетательных, паронагнетательных, пароциклических и добывающих скважинах, в группе добывающих и нагнетательных скважин, или осуществляется в целом на объекте, месторождении.

Первые промышленные испытания гелеобразующей наноструктурированной композиции МЕГА для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи проведены ООО «ОСК» в конце 2016 года по заказу ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на пяти добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: на двух (№ 7054 и № 8126) – при пароциклической обработке (ПЦО) и на трех скважинах (№№ 6170, 6108 и 4560) – на участке паротеплового воздействия (ПТВ), в

зоне площадной закачки пара. Даты обработок и объемы композиции приведены в таблице 2.

Объем закачиваемой композиции составлял 80–120 м<sup>3</sup> на скважину, таблица 3. На текущий момент получены первые промышленные данные по эффекту обработки для трех скважин (таблица 4): для скважины № 7054 – при ПЦО, для скважин № 6170 и № 6108 – в зоне паротеплового воздействия. После обработки скважин регистрируется значительное снижение обводненности, на 12–40%, и значительное увеличение дебитов по нефти в первые месяцы после обработки, табл. 3, рис. 3, 4. Эффект обработки по скважине № 7054 (рис. 3 а) только за первые три месяца составил ~1700 тонн дополнительно добытой нефти.

Результаты первых опытно-промышленных работ по технологии с применением гелеобразующей наноструктурированной композиции МЕГА для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи, проведенные в конце 2016 года на пяти добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения при пароциклической обработке и в зоне площадной закачки пара, подтверждают способность композиции МЕГА эффективно блокировать поступление воды в добывающие скважины, что приводит к значительному снижению обводненности, на 12–40%, и кратно увеличению дебитов по нефти. Планируется продолжение исследований в данном направлении для расширения сферы применения технологии.



**Увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без теплового воздействия, с применением кислотной нефтewытесняющей композиции с регулируемой вязкостью**

В ИХН СО РАН в результате исследования закономерностей регулирования коллоидно-химических и реологических свойств нефтяных дисперсных систем при низкотемпературном физико-химическом воздействии на залежи высоковязкой нефти созданы новые «холодные» физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. Для их реализации предложены нефтewытесняющие композиции нового типа – наноструктурированные кислотные и щелочные композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, имеющие регулируемую вязкость и высокую

нефтewытесняющую способность, сохраняющие в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей добычи тяжелых высоковязких нефтей [15, 17, 18]. Для карбонатных коллекторов наибольшую эффективность показала кислотная композиция.

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти залежей высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия, при 20–40°С, за счет увеличения проницаемости пород коллектора и повышения продуктивности добывающих скважин разработана нефтewытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. Все используемые реагенты являются продуктами многотоннажного промышленного производства. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60°С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция применима в широком интервале температур, от 10 до 130°С, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности, пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

ТАБЛИЦА 3. Эффект обработки гелеобразующей композицией МЕГА добывающих скважин при ПЦО и в зоне паротеплового воздействия на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения

Номер скважины	До обработки			После обработки		
	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
7054	42.0	6.1	85.0	<b>74.0</b>	41.1	43.8
6170	55.9	0.8	98.6	<b>41.6</b>	6.0	85.6
6108	56.3	2.0	96.4	<b>51.6</b>	11.5	77.8

РИС. 3. Результаты ОПР на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения по ограничению водопритока с применением гелеобразующей композиции МЕГА: увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности: (а) – в добывающей скважине №7054 при ПЦО; (б) – в добывающей скважине № 6108 в зоне паротеплового воздействия

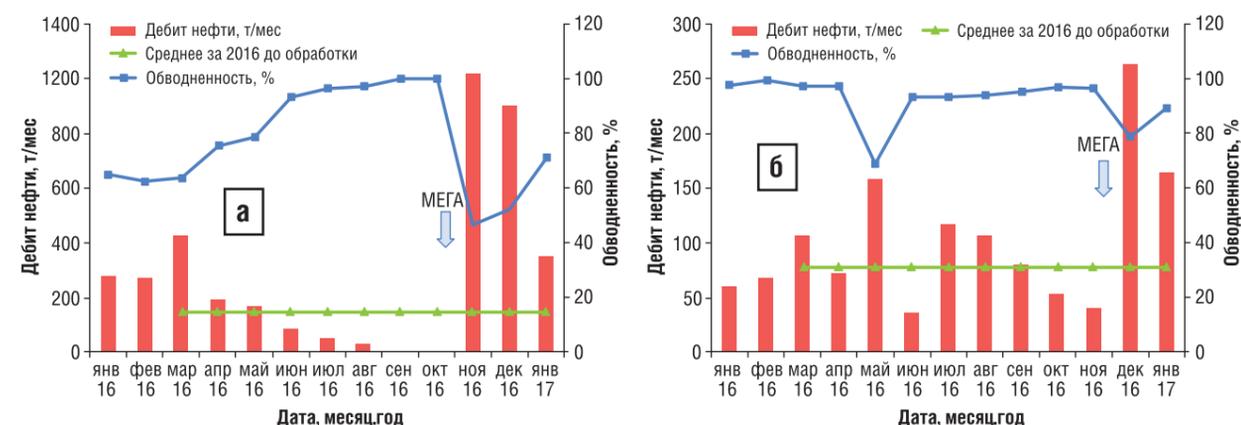


РИС. 4. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах №№ 3057, 1264, 3363, 2856 пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: увеличение дебитов по нефти (а) и по жидкости (б) непосредственно после закачки

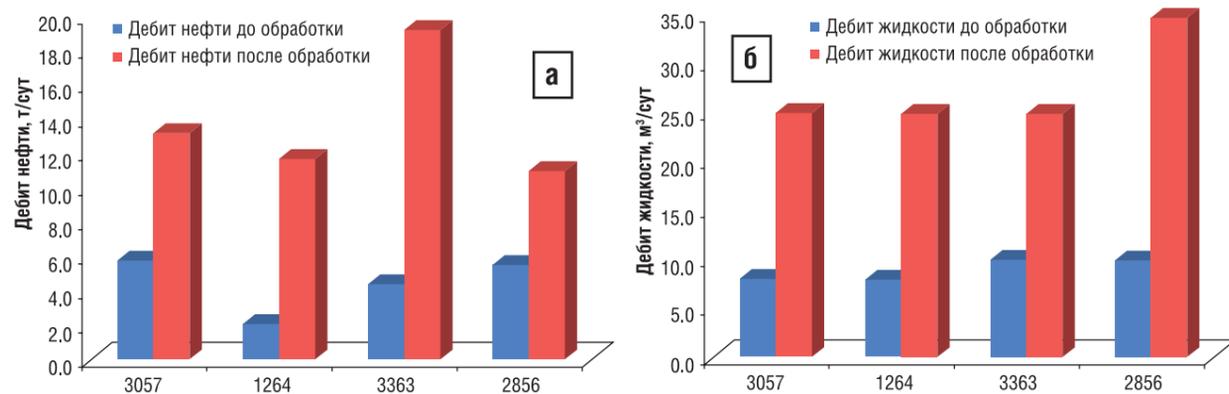
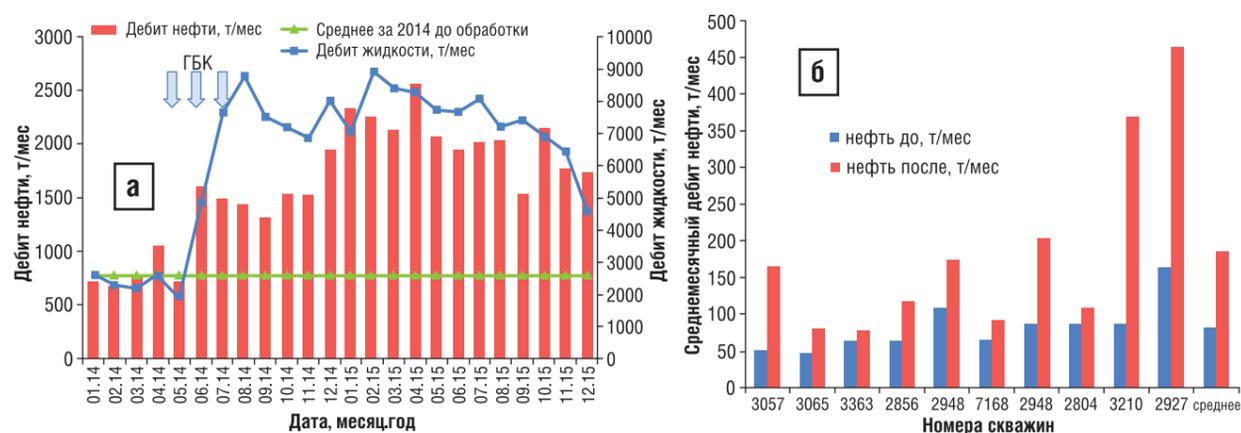


РИС. 5. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 10 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; (б) – среднее значение месячных дебитов по нефти для отдельных скважин за весь период наблюдения (19 мес.) по отдельным скважинам до и после обработки композицией ГБК



С 29.05.2014 по 26.07.2014 г. на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения проведены опытно-промышленные работы с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия. ООО «ОСК» произведена закачка композиции в 10 низкопродуктивных добывающих скважин. Объем закачки композиции находился в интервале 30–50 м³, объем концентрата композиции – 9–15 м³. На рисунке 4 представлена характерная реакция скважин непосредственно после закачки, а на рисунке 5 – обобщенный график увеличения дебитов по нефти и по жидкости суммарно по всем 10 скважинам за весь доступный для наблюдения период после обработки – 19 месяцев и средние значения месячных дебитов по нефти для отдельных скважин до и после

обработки композицией ГБК (по итогам 19 месяцев). После закачки кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и полиола наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5.5–14.8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15–25 м³/сут. Средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес, по результатам 19 месяцев после обработки – 185 т/мес, то есть прирост дебита по нефти составил в среднем 104 т/мес на скважину. Дополнительно добытая нефть за весь период наблюдения (19 месяцев) составила ~20 000 т по 10 скважинам, ~ 2000 т/скв., эффект продолжается. По результатам проведенных работ технология применения кислотной композиции ГБК пролонгированного

действия для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород карбонатного коллектора и повышения продуктивности низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению. Масштабное промышленное применение новых «холодных» физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, без теплового воздействия, увеличивающих коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки, позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудно извлекаемыми запасами

углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей и месторождения Арктического региона, будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности, расширению ее топливно-энергетической базы.

### Заключение

Для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока месторождений с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей с карбонатными коллекторами, содержащими тяжелые, высоковязкие нефти, в Институте химии нефти СО РАН созданы технологии с применением термотропных гелеобразующих композиций: с одним гелеобразующим компонентом (композиции МЕТКА® и ПСБ) и двумя гелеобразующими компонентами – полимерным и неорганическим (композиция МЕГА) с улучшенными реологическими характеристиками и структурно-механическими свойствами. Композиции образуют непосредственно в пласте с температурой 60–220°C при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии связнодисперсные наноразмерные структуры. Фактором, вызывающим гелеобразование, является тепловая энергия пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающего агента. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды или пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют флюидные потоки пластовых флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличению добычи нефти.

Результаты проведенных в 2014–2016 гг. опытно-промышленные испытания новых технологий ограничения водопритока с применением термотропных гелеобразующих композиций МЕТКА®, ПСБ и МЕГА на пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения при естественном режиме разработки, при пароциклической обработке и в зоне площадной закачки пара, подтвердили способность композиций эффективно блокировать поступление воды в добывающие скважины, что

приводит к значительному снижению обводненности и кратному увеличению дебитов по нефти.

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки залежей тяжелых, высоковязких нефтей с карбонатным коллектором, с низкой пластовой температурой, без паротеплового воздействия, предложены «холодные» физико-химические технологии с применением нефтевытесняющих композиций с регулируемой вязкостью и щелочностью, имеющих низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 оС). Результаты опытно-промышленных испытаний технологии увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи с применением нефтевытесняющей кислотной композиции пролонгированного действия ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта показали высокую эффективность – увеличение дебитов по нефти и интенсификацию разработки. Технология была рекомендована к промышленному применению.

Созданные физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока перспективны для применения на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами, разрабатываемых в экстремальных климатических условиях северных регионов, в том числе залежей с карбонатными коллекторами, содержащими тяжелые, высоковязкие нефти. Промышленное применение новых технологий позволит осуществлять рентабельную эксплуатацию месторождений, будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности в северных регионах. ●

### Литература

1. «Газпром нефть» подбирает технологии для добычи нефти из карбонатных и трещиноватых коллекторов. <http://oilgascom.com/%E2%80%A2-gazprom-neft-podbiraet-technologii-dlya-dobychi-nefti-iz-karbonatnyx-i-treshhinovatyx-kollektorov/> Обращение 24.03.2017.
2. Типы коллекторов и флюидоупоров. [http://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4675-Типы-коллекторов-и-флюидоупоров](http://neftegaz.ru/tech_library/view/4675-Типы-коллекторов-и-флюидоупоров) Обращение 24.03.2017.
3. Волков К. А., Борхович С. Ю., Волков А. Я., Милозоров Г. В., Чеботарев В. В. Исследование термоциклического воздействия на призабойную зону скважин. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 6 Стр. 198–203. <http://www.ogbus.ru> Обращение 24.03.2017.
4. А.Б. Золотухин, О.Т. Гудмestad, Э.Т. Ярлсбю. Ресурсы нефти и газа, разработка шельфовых

- месторождений. Издательство WIT press, Southampton, Великобритания, 2011 г., 279 с. (русское издание).
5. Сергей Барков, Евгений Грунис, Александр Хавкин. Нефтедобыча: запасы и КИИ. <http://neftegaz.ru/science/view/932> Обращение 26.05.2015.
6. Altunina, L., Kuvshinov, V., Kuvshinov, I. Promising physical-chemical IOR technologies for Arctic oilfields // Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, AEE, 2013. – 2, pp. 1057–1082. Document Type: Conference Paper.
7. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
8. L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments // Oil & Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63, №1. P: 37–48.
9. Altunina L. K. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery / L. K. Altunina, V.A. Kuvshinov // Progress in Oilfield Chemistry. – V. 9. – Recent Innovations in Oil and Gas Recovery. Ed. by Istvan Lakatos. – Akademiai Kiado, Budapest. 2011. – P. 165–178.
10. Altunina L.K. Integrated IOR technologies for heavy oil pools / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, M.V. Chertenkov, S.O. Ursegov // Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress. – Moscow, Russia. June 15–19, 2014. – P. 10–11.
11. Алтунина Л.К. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов // Нефть и Газ (Казахстан). – 2015. – № 3 (87). – С. 31–50.
12. Altunina L.K. Improved cyclic-steam well treatment using thermoreversible polymer gels. / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, V.N. Alekseev // Progress in Oilfield Chemistry. V. 7. Smart Fields, Smart Wells and Smart Technologies. Ed. by Istvan Lakatos. – 2007. – P. 75–82.
13. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи // Химия в интересах устойчивого развития. – 2011. – № 19. – №2 – С. 127–136.
14. Altunina L.K. Gel-forming METCHA® system for selective water shutoff and enhanced oil recovery from Permocarboic deposit in Usinskoye oilfield / L.K. Altunina, L.A. Stasyeva, V.V. Kozlov, V.A. Kuvshinov // AIP Conference Proceedings 1683, 020007 (2015); <http://dx.doi.org/10.1063/1.4932697>
15. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. Physicochemical technologies for enhanced oil recovery in deposits with difficult-to-recover reserves // AIP Conference Proceedings. USA. 2016. V.1783. P. 020004.
16. Altunina L.K. Thermotropic nanostructured “gel in gel” systems for improved oil recovery and water shutoff / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L. A. Stasyeva // AIP Conference Proceedings 1683, 020207 (2015); <http://dx.doi.org/10.1063/1.4932695>.
17. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V. «Cold» technologies for enhanced oil recovery from high-viscosity oil pools in carbonate reservoirs / Conference Proceeding, April 11–14, 2016, Saint Petersburg. Paper Th A 04. – flash-memory.
18. Алтунина Л. «Холодные» технологии повышения нефтеотдачи. Внутрпластовые smart-композиции для высоковязкой нефти / Л. Алтунина, В. Кувшинов, И. Кувшинов, М. Чертенков // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – №1. – С. 16–20.

KEYWORDS: stranded, thermotropic gel-forming nanostructured compounds, water shutoff, carbonate reservoirs, heavy oil.

# ВИРТУАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ БУРОВИКОВ

КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ УРОВНЕМ ТЕХНОЛОГИЙ, КОТОРЫЕ МОЖЕТ ВЫПОЛНИТЬ ТОЛЬКО ПРОФЕССИОНАЛЬНО ПОДГОТОВЛЕННЫЙ ПЕРСОНАЛ. ДЛЯ УСИЛЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СФЕРЕ ПОСТОЯННОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПЕРЕПОДГОТОВКИ, ОБУЧЕНИЯ И ПЕРЕОБУЧЕНИЯ РАБОТНИКОВ И СОЗДАНИЯ ИДЕНТИЧНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ВИРТУАЛЬНОЙ СРЕДЕ БЫЛА СОЗДАНА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБУЧЕНИЯ АСО «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН». ГЛАВНОЕ ОТЛИЧИЕ ДАННОЙ ПРОГРАММЫ – ЭТО МАКСИМАЛЬНОЕ СООТВЕТСТВИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ПРАКТИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СООТВЕТСТВИЕ ПРОИЗВОДИМЫХ ОПЕРАЦИЙ, АНИМАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ, УЧЕБНЫЕ И ПРОВЕРОЧНЫЕ САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ ПО БУРОВЫМ УСТАНОВКАМ С СИСТЕМАМИ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА.

ВЫЕЗД ОБУЧАЮЩИХСЯ НА БУРОВЫЕ ОБЪЕКТЫ И РАБОТА С ПРОГРАММОЙ ВИРТУАЛЬНОГО БУРЕНИЯ ПОЗВОЛЯЮТ ЛУЧШЕ ЗАПОМНИТЬ ХОД ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН И РЕАЛЬНО УЧАСТВОВАТЬ НЕ ТОЛЬКО КАК СЛУШАТЕЛЬ, НО И КАК ПОМОЩНИК БУРИЛЬЩИКА, БУРИЛЬЩИК, ИНЖЕНЕР ПО БУРЕНИЮ В ПРОЦЕССЕ СОЗДАНИЯ СКВАЖИНЫ. КРОМЕ ТОГО, КАЖДЫЙ ОБУЧАЮЩИЙСЯ МОЖЕТ САМОСТОЯТЕЛЬНО ВИРТУАЛЬНО ПРОБУРИТЬ СВОЮ ПЕРВУЮ СКВАЖИНУ С ЛЮБОЙ ГЛУБИНОЙ. ПОЛУЧЕННЫЕ НАВЫКИ ПРИ РАБОТЕ С АСО «БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН» В ПОЛНОМ ОБЪЕМЕ ПРИГОДЯТСЯ ПРИ БУРЕНИИ РЕАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С РАЗЛИЧНОЙ ГЛУБИНОЙ И НА ЛЮБОЙ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И ЗАРУБЕЖЬЯ

*COMPETITIVENESS OF AN ENTERPRISE IS IN MANY RESPECTS DETERMINED BY LEVEL OF TECHNOLOGIES THAT CAN BE IMPLEMENTED ONLY BY PROFESSIONALLY TRAINED PERSONNEL. TO STRENGTHEN CONSTANT PROFESSIONAL RETRAINING, TRAINING AND REFRESHER TRAINING FOR PERSONNEL IN PRODUCTION INDUSTRY AS WELL AS TO CREATE IDENTICAL CONDITIONS OF OIL AND GAS WELL DRILLING, AN AUTOMATED TEACHING SYSTEM (ATS) "OIL AND GAS WELLS DRILLING" IN VIRTUAL ENVIRONMENT WAS DEVELOPED. THE MAIN DIFFERENCE OF THIS PROGRAM IS MAXIMUM CORRESPONDENCE OF THEORETICAL TRAINING TO PRACTICE: TECHNOLOGICAL CORRESPONDENCE OF PERFORMED OPERATIONS, ANIMATION OF OPERATION PERFORMANCE, TRAINING TASKS AND SELF-CHECK TASKS ON TOP DRIVE DRILL RIGS.*

*VISIT OF DRILLING OBJECTS BY TRAINEES AND WORK WITH VIRTUAL DRILLING PROGRAM ALLOW FOR BETTER REMEMBERING OF PROCESS OF WELL DRILLING AND REALLY PARTICIPATE IN WELL CREATION PROCESS NOT ONLY AS A LISTENER, BUT AS A DRILLER ASSISTANT, DRILLER, DRILLING ENGINEER. IN ADDITION, EVERY TRAINEE CAN VIRTUALLY DRILL HIS OWN FIRST WELL OF ANY DEPTH BY HIS OWN. SKILLS ACQUIRED DURING WORK WITH ATS "OIL AND GAS WELLS DRILLING" WILL BE USEFUL DURING DRILLING OF ACTUAL OIL AND GAS WELLS OF DIFFERENT DEPTH, IN RUSSIA AND ABROAD*

Ключевые слова: компьютерная программа, бурение скважин, глубина, профессиональная подготовка, переподготовка.

**Ахмадеев Фаниль Исмагилович,**  
генеральный директор  
ООО «Индустриальные системы»

**Иванова Татьяна Николаевна,**  
д.т.н., профессор

**Сафронов Сергей Иванович,**  
доцент

Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин  
ФБГОУ ВО «Удмуртский государственный университет»

Современному буровому производству необходимо постоянно бороться за лидирующее положение в регионе, чтобы быть конкурентоспособным. А это сложно, так как технический прогресс влечет за собой изменение технологий, которые в свою очередь требуют новых профессиональных навыков. Следовательно, чтобы производство развивалось и совершенствовалось, необходимо постоянно повышать профессиональный уровень знаний и умений персонала предприятия и адаптировать профессиональные навыки и опыт к современным условиям технологического производства.

Для усиления в производственной сфере постоянной профессиональной переподготовки, обучения и переобучения работников и создания идентичных условий бурения нефтяных и газовых скважин в виртуальной среде была создана автоматизированная система обучения АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» ООО «Индустриальные системы» (г. Ижевск, Россия) [1].

АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» состоит из трех обучающих блоков: буровая установка БУ-320 с системой верхнего привода «Ventec»; мобильная буровая

УДК 378.147

установка ZJ-40 с системой верхнего привода «TESCO»; буровое оборудование и инструмент.

Главное отличие данной программы – это максимальное соответствие теоретической подготовки практической деятельности: технологическое соответствие производимых операций, анимация выполнения работ, последовательность выполнения работы, учебные и проверочные самостоятельные задания по буровым установкам с системами верхнего привода. Благодаря простому и наглядному представлению сложных технологических объектов в виде живых графических экранных форм с навигацией, раскрывается суть каждой операции технологического процесса на буровых установках. Полный цикл бурения скважины приведен в виде полноценного имитатора процесса бурения с учетом специфики должностных обязанностей помощника бурильщика, бурильщика, инженера по бурению.

Находясь на реалистичной 3D модели буровых установок в роли наблюдателя-рабочего и управляя ими, обучаемый может пройтись по всей буровой, внимательно рассмотреть ее технологические объекты (рис. 1), изучить функциональный состав, основные системы и блоки. Можно выделить любой объект (циркуляционную систему, насосный блок, кабину бурильщика, клиновой захват и т.п.), получить информацию о нем и рассмотреть детально с любых сторон. Блоки содержат масштабируемые интерактивные страницы с анимированной 2D/3D графикой и навигацией, которые в динамике раскрывают устройство оборудования и инструмента, принципы работы, классификацию, а также дополнительную справочную информацию об объектах буровых.

РИС. 1. Фрагмент экскурсии по буровой установке БУ-320



На 3D модели выбранной буровой обучаемый может наблюдать за ходом выполнения операций с подробными комментариями, состоянием органов управления и приборов в кабине бурильщика, может рассматривать процесс из любой точки пространства (рис. 2, 3).

Полное моделирование процесса бурения в автоматизированной системе «Бурение нефтяных и газовых скважин» в процессе обучения в виртуальной среде позволяет научить обучающихся порядку, принципам, особенностям бурения скважин на любой глубине.

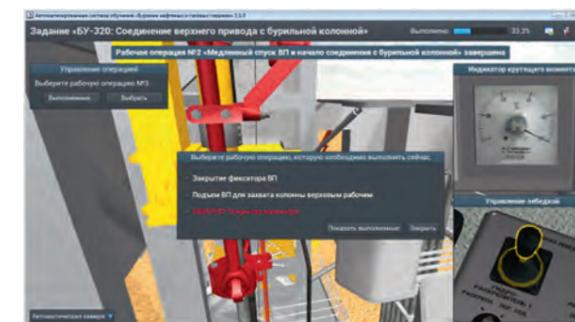
Моделирование произведено для таких функций, как:

- реактивный момент в зависимости от интервала бурения;
- полнофункциональный инструмент по обработке данных статического замера;

РИС. 2. Демонстрация «Спуск двухтрубных свеч» на БУ-320



РИС. 3. Выбор рабочей операции при самостоятельном выполнении задания



- интенсивность изменения азимута относительно интервала бурения;
- негативная тенденция при бурении вращением;
- возможность проведения операции по ликвидации прихватов вследствие нарушения технологии бурения;
- вспомогательные работы при бурении скважин: расхаживание, наращивание, остановка и запуск насоса и бурение при различных режимах;
- проведение съема промежуточных статических данных в процессе бурения;
- выбор языка интерфейса: русский или английский
- графические проекции профиля, мера инструмента индивидуально под длину, проектная инклинометрия и расчетное положение скважины относительно проектного профиля.

Общая совокупность таких функций в условиях тренировки претендента на должность помощника бурильщика, бурильщика, инженера по бурению повышает уровень профессиональной и теоретической подготовки.

Возможность бурения нефтяных и газовых скважин может появиться у каждого в любое время. Выезд обучающихся на буровые объекты совместно с работой в программе виртуального бурения позволяют лучше запомнить ход процесса бурения скважин и реально участвовать не только как слушатель, но и как помощник бурильщика, бурильщик, инженер по бурению в процессе создания скважины. Кроме того, каждый обучающийся может самостоятельно пробурить свою первую скважину с любой глубиной. Полученные навыки при работе с АСО «Бурение нефтяных и газовых скважин» в полном объеме пригодятся при бурении реальных нефтяных и газовых скважин с различной глубиной и на любой территории России и зарубежья. ●

KEY WORDS: computer program, wells drilling, depth, training, retraining.

# ЗАБОТА О ЛЮДЯХ – ЗАЛОГ УСПЕШНОГО РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ

Анастасия Никитина



СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ КОМПАНИИ, РАБОТАЮЩЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ – ЭТО ДАННОСТЬ ДЛЯ КАЖДОГО СОВРЕМЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ. ЗДЕСЬ ИЗО ДНЯ В ДЕНЬ РАБОТАЮТ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ, ЧАСТО В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ, ПРИЧЕМ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ТРЕБУЕТ СО СТОРОНЫ СОТРУДНИКОВ ВЫСОЧАЙШЕГО ПРОФЕССИОНАЛИЗМА. КАК ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ БУРОВЫЕ КОМПАНИИ СОЗДАЮТ КОМФОРТНЫЙ КЛИМАТ НА СВОИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ?

*SOCIAL RESPONSIBILITY OF AN OIL AND GAS COMPANY IS MANDATORY FOR EACH MODERN ENTERPRISE. EVERY DAY EMPLOYEES WORK AT HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES, OFTEN UNDER EXTREME CONDITIONS, AND HIGH PROFESSIONAL SKILLS ARE REQUIRED HERE. HOW DO DOMESTIC DRILLING COMPANIES CREATE A COMFORTABLE CLIMATE ON THEIR PRODUCTION ENTERPRISES?*

Ключевые слова: корпоративная ответственность, нефтесервисные компании, социальная политика, кадры, повышение квалификации.

Вопросам социальной ответственности всегда уделяют большое внимание компании, имеющие стратегические планы развития на долгосрочную перспективу. Особенно это касается нефтегазовой отрасли.

В АО «Сибирская Сервисная Компания» – одной из ведущих нефтесервисных компаний Российской Федерации, успешно работающей на рынке с 2000 года, социальная ответственность всегда идет рядом с заботой об окружающей среде. Это важнейшие конкурентные преимущества для предприятия.

Основа реализации социальной политики – долгосрочные социальные программы, имеющие наибольшую ценность для сотрудников и направленные на привлечение в компанию высококвалифицированного персонала, формирование и сохранение стабильного коллектива.

В ССК достойные условия работы важны не меньше, чем модернизация оборудования. Эти две составляющие, наряду с профессионализмом, в итоге, обеспечивают производственные успехи всего предприятия.

«Сегодня жилые вагоны на объектах составляют целые современные городки с душевыми, банями, спутниковыми тарелками. Конечно, полностью семью мы работникам не заменим, но минимизировать тот дискомфорт, который они испытывают, находясь на трудовой вахте, стараемся», – говорит первый заместитель генерального директора ССК Валерий Рогожкин

За 17 лет работы в компании прижилось немало соответствующих традиций.

**Подготовка кадрового резерва** – одно из главных стратегических направлений корпоративной политики Сибирской Сервисной Компании. Образовательные программы для молодых

## ФАКТЫ

# 4,6

тысяч сотрудников трудятся сегодня на предприятиях ССК

Подготовка кадрового резерва – одно из главных стратегических направлений корпоративной политики Сибирской Сервисной Компании

специалистов, их социальное, материальное стимулирование, профессиональные конкурсы – все это позволяет постоянно повышать квалификацию коллектива.

Работа с молодыми специалистами в ССК, как правило, начинается еще до их трудоустройства в компанию и включает в себя прохождение производственной практики и стажировку: ССК активно сотрудничает с ведущими вузами страны, участвует в Днях карьеры, Ярмарках вакансий, проводит встречи со студентами и магистрантами. На предприятии трудятся выпускники лучших отраслевых высших учебных заведений Москвы, Санкт-Петербурга, Уфы, Томска, Тюмени, других городов. Статус молодого специалиста новичкам присваивается на пять лет и дает возможность использовать для развития определенные льготы и гарантии. Кроме того, за молодым специалистом закрепляется опытный наставник. Он знакомит вчерашнего студента с корпоративными традициями, ценностями и планами компании, помогает адаптироваться к условиям работы, учит рационально использовать навыки, знания и умения. Для каждого специалиста разрабатывается индивидуальный план развития, где четко прописаны цели и задачи.

Для полноценного становления будущих профессионалов в

компания разработан целый ряд корпоративных обучающих спецпрограмм. Об их важности говорят не только бывшие студенты, но и опытные сотрудники. Например, в 2016 г. компанией BIRC совместно с ССК был разработан специальный обучающий курс для молодых специалистов, основными целями которого являются: формирование понимания молодыми специалистами важности ориентации 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 строго держит курс на преемственность, поэтому проведение подобных бизнес-симуляций – необходимое условие для правильного понимания будущими профессионалами «проблемных зон» межфункционального взаимодействия, особенностей продвижения идей и экономически обоснованных инноваций внутри компании. Человеческий капитал в ССК оценивают как одну из важных составляющих успеха всей компании.

**В ССК ежегодно проводится слет молодых специалистов**, центральным событием которого является научно-техническая конференция. С докладами на конференции выступают представители всех филиалов компании. Главная цель – представить инновационные разработки. Если предлагаемые нововведения экономически выгодны предприятию, если подтверждена актуальность и детально проработана техническая сторона – проекты внедряются в работу.

**Забота о семьях и детях работников**, ДМС, санаторно-курортное лечение, организация

Высокий профессионализм специалистов Томского филиала ССК отметил и заместитель генерального директора по бурению АО «Мессояханефтегаз» Кирилл Воронцов, поздравляя компанию с 17-летием: «17 лет – это серьезный возраст для компании, которая успешно работает на рынке российского нефтесервиса. Большая заслуга ССК в том, что она в течение столь длительного периода сохраняет высококвалифицированных специалистов. Это позволяет обеспечивать высокое качество и безопасность работ, их экономическую эффективность. Я поздравляю сотрудников Томского филиала и всей компании с праздником. Уверен, АО «ССК» ждет большое будущее!»

Два года подряд – в 2014 и в 2015 – бригады Томского филиала и филиала «ССК-Технологии» АО «Сибирская Сервисная Компания» становились лучшими при выполнении работ на Восточно-Мессояхском месторождении по итоговым годовым показателям, за что получали заслуженные награды от Заказчика.

**ФАКТЫ**

На предприятии трудятся выпускники высших учебных заведений Москвы, Санкт-Петербурга, Урала, Уфы, Томска, Тюмени и других городов

Человеческий капитал в ССК оценивают как одну из важных составляющих успеха всей компании

**2016** г.

компания BIRC совместно с ССК был разработан специальный обучающий курс для молодых специалистов

Ежегодно в ССК проводится слет молодых специалистов, центральным событием которого является научно-техническая конференция

летнего отдыха для детей на Черном море – не менее значимые направления в реализации социальной политики ССК.

**Оказание благотворительной помощи** различным учреждениям, занимающимся лечением и образованием детей и взрослых: домам инвалидов, реабилитационным центрам, детским спортивным школам, больницам.

**Ежегодно работники принимают участие в корпоративной Спартакиаде и экологических субботниках, проводимых во всех городах присутствия ССК.**

**Более 100 человек ежегодно получают заслуженные корпоративные и государственные награды**, отмечаются Заказчиками и партнерами. Лучших работников чествуют на торжественных мероприятиях во всех регионах.

Компания действует в соответствии с нормами трудового права (и в чем-то превосходит их, предоставляя сотрудникам дополнительное социальное обеспечение), заботится об условиях труда и социальном благополучии своих работников.

ССК прочно занимает свою нишу на отечественном рынке, и, по оценкам разных лет, на ее долю приходится около 7% ежегодного объема бурения в России. Сегодня ССК – это более 4,6 тысяч рабочих мест. Бригады и специалисты – обладатели отраслевых и государственных наград.

Всей своей историей ССК показывает, что независимая российская компания способна существовать на рынке и достойно выдерживать конкуренцию. Лучшее доказательство – доверие лучших представителей нефтегазовой отрасли, которые являются партнерами и заказчиками Сибирской Сервисной Компании. ●

KEY WORDS: corporate responsibility, service companies, social policy, personnel, training.

# Открыта подписка на журнал Neftegaz.RU на 2017 год

Подписаться на журнал можно:

- **через редакцию.** Контактное лицо: Петрова Татьяна expo@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!**

# ССК: КАЧЕСТВЕННЫЙ НЕФТЕСЕРВИС С ПРИСТАВКОЙ ЕСО

Анастасия Никитина

КРАЙНИЙ СЕВЕР – ЭТО ТЕРРИТОРИЯ С ЭКСТРЕМАЛЬНЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ, РАЗМЕР КОТОРОЙ ПРЕВЫШАЕТ НЕСКОЛЬКО ЕВРОПЕЙСКИХ ГОСУДАРСТВ. ЗДЕСЬ ЕЖЕГОДНО ДОБЫВАЕТСЯ 20% МИРОВОГО ГАЗА И НЕФТИ. ЭТО НЕ ТОЛЬКО МОЩНАЯ СЫРЬЕВАЯ БАЗА РОССИИ, НО И СВОЕГО РОДА ГАРАНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НАШЕГО ГОСУДАРСТВА НА МНОГИЕ ГОДЫ ВПЕРЕД: ЗДЕСЬ СОСРЕДОТОЧЕНА ЧЕТВЕРТЬ ВСЕХ РАЗВЕДАННЫХ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

*THE FAR NORTH IS A TERRITORY CHARACTERISED BY ITS EXTREME CLIMATE, WHILE ITS SIZE EXCEEDS THAT OF SEVERAL EUROPEAN COUNTRIES TOGETHER. THIS IS WHERE 20% OF THE WORLD'S OIL AND GAS COME FROM EACH YEAR. THIS IS NOT JUST RUSSIA'S VAST RAW MATERIALS BASE, BUT ALSO A KIND OF GUARANTOR OF OUR COUNTRY'S ENERGY SECURITY FOR MANY YEARS TO COME BECAUSE IT IS HERE THAT APPROXIMATELY ONE QUARTER OF THE WORLD'S HYDROCARBON RESOURCES ARE CONCENTRATED*

Ключевые слова: Ямало-ненецкий автономный округ, бурение, Мессояхское месторождение, Сибирская Сервисная компания, природосберегающие технологии.

Бурение скважин – основной способ разведки месторождений, однако далеко не все компании решаются на работу в труднодоступных районах со сложным рельефом, да еще с обязательным использованием природосберегающих технологий. Компания ССК – одна из немногих, кто не только ведет бурение на подобных сложнейших объектах, но и старается использовать все доступные средства для того, чтобы минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

Ярким примером может послужить работа на Мессояхской группе месторождений, расположенной в Тазовском районе ЯНАО, в 250 километрах от Северного полярного круга, в арктической климатической зоне. Это самые северные в России нефтяные месторождения из находящихся на суше.

Зимой, а она в этом регионе длится 9 месяцев, температура достигает 50–60 градусов С со знаком минус, с сильными ветрами, порывы которых доходят до 40 м в секунду. Постоянные метели серьезно ограничивают работу буровиков, а в декабре несколько недель длится полярная ночь. Летом же вахтовикам приходится учиться спать «при включенном свете»: в белые ночи солнце не садится за горизонт. Тем не менее, Сибирская Сервисная Компания стремится обеспечить полную безопасность персоналу на производственных объектах, старается создать для них максимально комфортные условия для работы.

Компания старается не просто сберечь уникальную территорию, на которой ведется добыча, но и восстанавливает земли, на которых проводилась разведка. Строительный мусор, ржавое буровое оборудование, сгнившая древесина, которые остались здесь еще с 80-х годов прошлого века, находят, выкапывают, складывают и зимой вывозят на полигон промышленных отходов, а территорию, освобожденную от мусора, удобряют и засевают разнотравьем. Уже проведена рекультивация 10 разведочных скважин (площадь природовосстановительных работ составила 86 гектаров!)

## ФАКТЫ

90 %

российского газа и нефти ежегодно добывается на Крайнем Севере

2011 г.

ССК успешно работает на объектах «Мессояханефтегаз»

86 га

площадь природовосстановительных работ

Чтобы укрепить свои лидирующие позиции среди российских сервисных компаний в области охраны труда и бережного отношения к природе, ССК стремится к выполнению максимально полного перечня общероссийских экологических стандартов и требований корпоративной политики.

Компания выполняет требования действующего законодательства, стандартов, норм и правил Российской Федерации в области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды. В этой связи интересен опыт АО «Мессояханефтегаз», на объектах которой ССК успешно работает с 2011 года.

Также важно, что при проектировании объектов «Мессояхи» использовались только современные природосберегающие технологии: например, для сохранения уникальных грунтов вся инфраструктура месторождения построена на 10-метровых сваях, а многотонные объекты возвышаются над уровнем земли на 1,5–2 м.

В активе ССК – три сертификата в рамках интегрированной системы менеджмента. Стандарт ISO 9001:2008 подтверждает высокий уровень управления качеством; ISO 14001:2004 – то, что компания ведет свою деятельность в соответствии с международными экологическими требованиями; сертификат OHSAS 18001:2007 служит гарантом того, что предприятие

придерживается международных стандартов в области охраны труда и производственной безопасности.

Здесь необходимо отметить, что ССК требует соблюдения всех вышеуказанных требований в области охраны труда и окружающей среды и от своих подрядчиков, ведя постоянный мониторинг их исполнения.

Работы по строительству и ремонту скважин, включая вспомогательные к ним, являются самыми ответственными среди работ в нефтегазовой сфере, именно поэтому Сибирская Сервисная Компания старается своевременно принимать меры по предупреждению загрязнения и эффективному реагированию на чрезвычайные ситуации на производственных объектах, последовательно снижая негативное воздействие на окружающую среду.

Стандарты и регламенты безопасности и модернизация промышленного оборудования ССК направлены на правильную и безопасную реализацию всех видов работ. Например, при строительстве самых северных в России подводных переходов нефтепровода на Восточно-Мессояском месторождении через реки Индикьяха и Мудуйяха, благодаря методу наклонно-направленного бурения, удалось оставить нетронутым природный ландшафт рек. А чтобы исключить тепловое воздействие на водотоки, толщину стенки участка трубопровода, который проходит под руслами рек, увеличили на 30%.

Чтобы не повредить уникальную экосистему Арктики, нитку трубопровода построили над землей с применением технологии термостабилизации грунта.

Ответственность за организацию и контроль за соблюдением мер безопасности на производственных объектах лежит непосредственно на руководителях участков работ и профильных специалистах.

Руководством Сибирской Сервисной Компании установлена цель «0», т.е. максимальное снижение количества происшествий на производстве, к которой должны стремиться все без исключения сотрудники. В АО «ССК» действует специальное управление по охране труда, промышленной безопасности и экологии, которое на постоянной основе ведет работу по повышению мотивации сотрудников в области самостоятельной и коллективной безопасности, своевременному изменению внутренних стандартов безопасности, а также способствует модернизации производства в области применения безопасных схем работы на сложных объектах.

Компания стремится непрерывно улучшать свою деятельность в области экологической и промышленной безопасности, применяя в работе самые современные методики, техники и технологии, постоянно улучшая системы управления, обучения и мотивации персонала.

**ФАКТЫ**

**2** м

от земли – высота, над которой возвышаются многотонные объекты для сохранения уникальных грунтов вся инфраструктура месторождения

**-60** °C

температура воздуха зимой, длящейся на Тазовском п-ве 9 месяцев в году

**70** %

запасов нефти – тяжелая, высоковязкая, смолистая и нефть с низким содержанием светлых фракций

**868** м<sup>2</sup>

площадь открытых месторождений

**6** млн

тонн нефти в 2020 г. достигнет добыча на Восточном участке

В этой связи нельзя не отметить полюбившуюся сотрудникам предприятия традицию: в честь Дня работника нефтяной, газовой и топливной промышленности Сибирская Сервисная Компания вот уже который год проводит во всех филиалах экологические субботники. Силами сотрудников АО «ССК» в Новом Уренгое, Москве, Томске, Красноярске и Нефтеюганске были заложены аллеи, благоустроены территории и детские площадки, высажены деревья и кустарники.

«Профессиональный праздник всегда заставляет нас чуть более вдумчиво оценить тот вклад, который каждый из нас привносит в развитие одной из важнейших, я считаю, отраслей России, – отметил накануне одной из эко-акций Владимир Шестериков, генеральный директор Сибирской Сервисной Компании. – Радостно, что многие работники АО «ССК» дружно выходят на экологические субботники. Дети, работая рядом со взрослыми, учатся беречь окружающую среду, оберегать природу, сохранять чистоту, создавать красоту там, где живут».

Постоянное совершенствование технологий, расширение географии присутствия, непрерывная модернизация, социальная ответственность и забота об окружающей среде – главные конкурентные преимущества ССК.

АО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК) – российская независимая компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основные направления деятельности ССК – поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, ремонт скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин. Предприятие работает в Западной и Восточной Сибири, в Поволжье, районах Крайнего Севера. ●

KEYWORDS: *Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, drilling, Messoyakhskoye field, Siberian Service company, green technologies.*

С 2017 года редакция журнала Neftegaz.RU увеличивает количество выпусков с 8 до 14. Четыре специализированных выпуска с названием Neftegaz.RU OFFSHORE будут посвящены вопросам освоения шельфовых месторождений



ТЕХНИЧЕСКАЯ  
ДОСТУПНОСТЬ  
РОССИЙСКОГО  
ШЕЛЬФА

МОБИЛЬНЫЕ И  
СТАЦИОНАРНЫЕ  
МОРСКИЕ  
ПЛАТФОРМЫ

ТЕХНОЛОГИИ  
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ  
НА ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ  
**Neftegaz.RU**  
OFFSHORE

ISSN 2410-3837

БУРОВЫЕ ПЛАТФОРМЫ.  
ВОПРОСЫ  
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Входит в перечень ВАК

# В МИНЭНЕРГО ОБСУДИЛИ ХОД ПОДГОТОВКИ К ВЫСТАВКЕ «НЕФТЕГАЗ-2017» И ННФ

В МИНИСТЕРСТВЕ ЭНЕРГЕТИКИ РФ СОСТОЯЛОСЬ СОВЕЩАНИЕ ПО ВОПРОСАМ ПОДГОТОВКИ МЕЖДУНАРОДНОЙ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ-2017» И НАЦИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОРУМА - 2017, КОТОРЫЕ ПРОЙДУТ В ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» 17–20 АПРЕЛЯ

Выступивший на совещании заместитель министра энергетики РФ **Кирилл Молодцов** подчеркнул особую важность технологической базы, которая связана с дальнейшим развитием отрасли, и вопросов ее функционирования. «Процессы, которые происходят в отрасли, очень сложные, – сказал он. – Хотелось бы, чтобы они были в полной мере отражены на выставке и форуме. Кроме того, для министерства очень важно продемонстрировать на этих мероприятиях как идет процесс импортозамещения в нашей сфере».



Как сообщил заместитель генерального директора «Экспоцентра» **Михаил Толкачев**, площадь выставки «Нефтегаз-2017» составит 50 тысяч кв. м. Ее участниками станут 500 ведущих производителей и поставщиков нефтегазового оборудования, нефтегазодобывающие и перерабатывающие предприятия, нефтесервисные и геологоразведочные компании из 25 стран. В этом году выставку поддерживают 30 спонсоров.

Россию представят такие крупнейшие представители отечественного ТЭК, как ОАО «АК «Транснефть», ПАО «Татнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Газпром бурение», ГК «Росатом», ООО «Уралмаш НГО Холдинг» и другие.

Об обширной деловой программе ННФ/«Нефтегаз-2017» рассказал директор автономной некоммерческой организации «Национальный нефтегазовый форум» **Сергей Яценя**. Он отметил, что основу программы составят технологические конференции и круглые столы. Так, первая сессия форума будет посвящена научно-технологическому развитию нефтегазовой отрасли, вторая

сосредоточится на конкуренции нефтегазовых технологий, импортозамещении в ключевых отраслевых сегментах, локализации производств и экспортном потенциале ТЭК. Состоятся круглые столы по основным направлениям генеральных схем развития нефтегазовой отрасли, информационным и SMART технологиям в нефтегазовом секторе, развитию независимого предпринимательства в российском ТЭК и другим важным темам. Окончательный день приема докладов и презентаций на мероприятиях форума – 31 марта, сообщил Сергей Яценя.

От генерального информационного партнера ННФ и выставки «Нефтегаз-2017» – журнала «Нефтегазовая вертикаль» на совещании выступил его главный редактор **Андрей Мещерин**. Основная идея, считает он, – объединить ресурсы и аудиторию, чтобы добиться максимального результата.

Журнал становится площадкой для дискуссий по важнейшим отраслевым проблемам – развернута серия публикаций,

посвященных обсуждению будущей энергетической стратегии, генеральных схем развития нефтяной и газовой отраслей. Основная специализация журнала – отраслевая аналитика, публикация серьезных исследований, к подготовке которых привлекаются ведущие специалисты отрасли. Более 15 лет «Нефтегазовая вертикаль» готовит и публикует годовые обзоры по нефтегазовому сектору страны, сказал главный редактор.

В совещании также приняли участие генеральный директор АО «Экспоцентр» **Сергей Беднов**, вице-президент ТПП РФ **Дмитрий Курочкин**, президент Союза нефтегазопромышленников России **Генадий Шмаль**, вице-президент РСПП **Сергей Мытенков**, генеральный директор «АссоНефть» **Елена Корзун**, директор Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» **Сергей Гуськов**, представители Российского экспортного центра. На мероприятии присутствовали более 100 представителей ведущих компаний нефтегазовой отрасли. ●

Пресс-служба АО «Экспоцентр»



Russian Oil&Gas Industry Week

## НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

18–19 апреля 2017 г.  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

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

17–я международная выставка

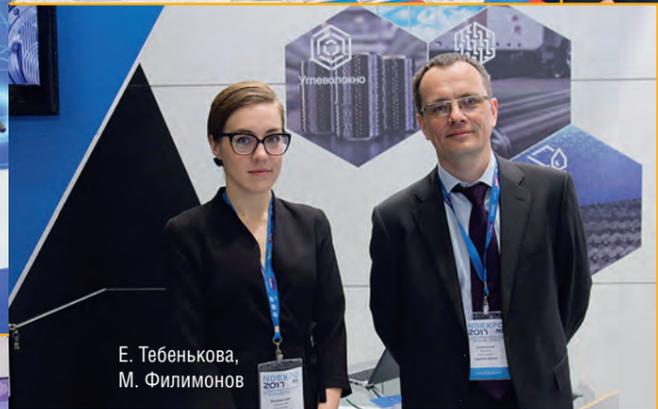
## НЕФТЕГАЗ-2017



17–20 апреля 2017 г.  
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

РЕКЛАМА



# ШАРОШЕЧНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ ДОЛОТА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1.1.12 Породоразрушающий инструмент

#### 1.1.1.12.1 Долота

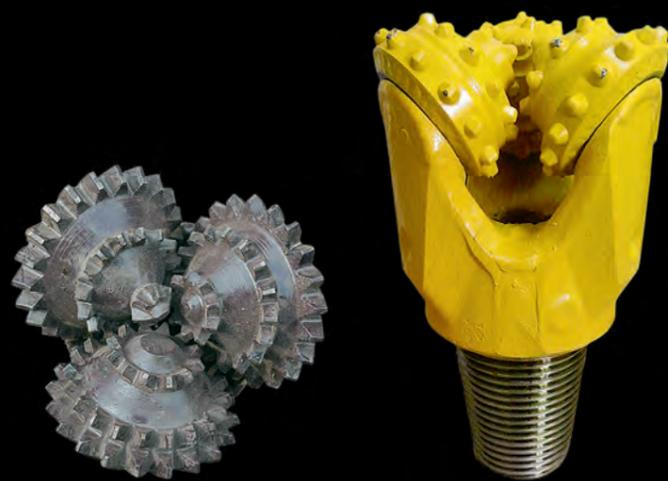
Шарошечное твердосплавное долото – дробящий, дробяще-скользящий инструмент, предназначенный для разрушения пород. Главный рабочий орган – шарошка, представляющая собой элемент в форме конуса, изготовленного из стали. Вооружение шарошки – зубья разной длины или штыри, произведенные из карбида вольфрама. Этот твердый сплав используется для разрушения всевозможных горных пород, начиная от мягкой, заканчивая достаточно прочной.

Долото шарошечное – система, вращение шарошек вокруг своей оси возможно благодаря вращению корпуса. В результате работы механизма, производится разрушение горных пород на забое посредством зубцов, вступающих с ними в контакт. Шарошки имеют особую конструкцию – наличие большого количества зубцов, размещенных особым образом. Они расположены таким образом, что горная порода разрушается по всему периметру забоя.

Шарошечные твердосплавные долота также имеют несколько важных систем: смазка и промывка. Оборудование может изготавливаться с боковой или центральной системой промывки. В первом варианте жидкость из отверстий направлена под шарошку. При наличии на отверстиях специальных накладок, система именуется гидромониторной.

### Сфера использования шарошечных твердосплавных долот

Для бурения газовых/нефтяных скважин применяются твердосплавные долота, оснащенные шарошками конической формы.



Инструмент широко используется для бурения геологоразведочных, газовых, нефтяных скважин. Также применяется в горнодобывающем производстве, строительстве. Долота имеют ряд преимуществ, к которым относятся:

- Достаточная площадь контакта с забоем;
- Большая длина рабочих кромок, что повышает эффективность при работе с инструментом;
- Низкий уровень износа зубьев;
- Небольшой крутящий момент, благодаря чему опасность заклинивания долота минимальна. ●

# БУРОВАЯ УСТАНОВКА

## 2. Сервис, услуги и технологии в НГК

### 2.1 Добыча нефти и газа

#### 2.1.1 Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на строительные материалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991 г. и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108 – 146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на строительные материалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
<b>УСИЛИЕ ПОДАЧИ, КГС</b>	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
<b>УСЛОВНАЯ ГЛУБИНА БУРЕНИЯ, М:</b>	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
<b>ДИАМЕТР БУРЕНИЯ, МАКС., ММ:</b>	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С промывкой	215,9
С продувкой	250
Ударно-канатное	168

# ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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



«Для меня совершенно очевидно, что нужны стимулы»

**В. Путин**



«Льготы не должны дырявить наше налоговое законодательство»

**А. Силуанов**



«В последнее время цена на нефть так как раньше не коррелируется с курсом»

**Г. Греф**



«Говорить об Арктике только с точки зрения углеводородного сырья – это значит ее примитивизировать»

**И. Орлов**



«Если даже будет увеличение добычи, то это будут согласованные действия, направленные на его стабилизацию»

**В. Алекперов**



«Девиз «Газпрома» – «газ не будет добыт, пока он не продан!»»

**А. Миллер**



«Нефтяной сектор РФ чувствует уверенность и не боится конкуренции со стороны производителей сланцевой нефти»

**А. Новак**



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



# 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](http://www.tmk-group.ru)