СУГ ДЛЯ ГРП • РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ВВН • ППД

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

6 [90] 2019

УПРАВЛЕНИЕ ДОБЫЧЕЙ

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ССК
Сибирская Сервисная Компания

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

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Крупнейшие нефтегазоносные территории России:

ПАРТНЕРЫ

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

www.sibserv.com

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

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

РЕКЛАМА

Нефть на послезавтра

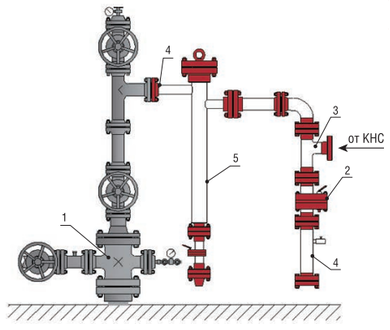
12

Развитие цифрового месторождения

16

СОДЕРЖАНИЕ

ППД



26

Продукт для эффективной фильтрации

30

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Низкий интерес к высокомаржинальным производствам, Или почему бизнес не хочет зарабатывать 6

Новая доктрина энергетической безопасности 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Нефть на послезавтра 12

НЕФТЕСЕРВИС

Развитие цифрового месторождения за счет использования блока интеллектуализации нижнего уровня скважин 16

НЕФТЕСЕРВИС

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» и Ямальский филиал АО «ССК» – второй пятилетний план сотрудничества продолжается 20

ППД. Опыт разработки и внедрения систем подготовки воды в промысловых условиях 26

Продукт для эффективной фильтрации 30

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Черные сланцы баженовской свиты 32

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Ноутбуки Getac прошли краш-тест 40

ЗАПАСЫ

Состояние минерально-сырьевой базы углеводородов России 44

LHG for hydraulic fracturing

38

Разработка залежей ВВН

50

СУГ для ГРП

56

Уплотнение сетки скважин

74

ДОБЫЧА

Разработка залежей ВВН. Сопоставление подходов прогноза технологических показателей 50

СУГ для ГРП. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов 56

Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин с боковыми стволами малого диаметра 62

УЭЦН для малодебитного фонда скважин 70

Уплотнение сетки скважин как метод оптимизации затрат 74

Объемные насосы «НОВОМЕТ» – новое решение для добычи нефти 78

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

От инсайта до скважины Как появляются и куда приходят новые технологии 82

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

ГРП в «расширенной» постановке. Математическое моделирование 88

Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте $БС_8$ Западно-Малобалыкского месторождения 92

Календарь событий 99

Россия в заголовках 100

Хронограф 102

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

284 года назад

В 1735 году на нефтяных месторождениях во Франции началась добыча шахтным способом.

155 лет назад

В 1864 году на северном Кавказе около Анапы была пробурена первая нефтяная скважина.

154 года назад

В 1865 году на левом берегу р. Кудако начались работы с использованием механического ударного бурения с приводом от парового локомобиля и с креплением стенок скважин металлическими обсадными трубами.

133 года назад

В 1886 году проложен первый газопровод между Пенсильванией и Нью-Йорком: из г. Нейн до г. Буффало.

123 года назад

В 1896 году был разработан процесс окисления воздухом тяжелых остатков перегонки нефти при высокой температуре. В результате был получен нефтяной битум, применяемый для покрытия дорог.

108 лет назад

В 1911 году в США принят закон о демонополизации нефтяного холдинга Standard Oil, в результате которого образовалось пять компаний: Standard Oil of New Jersey, Standard Oil of New-York, Standard Oil of California, Standard Oil of Indiana, Standard Oil of Ohio.

101 год назад

В 1918 году упразднен Нефтяной комиссариат, а для регулирования и ведения контроля в нефтяной промышленности и торговле нефтепродуктами был учреждён Главный нефтяной комитет.

96 лет назад

В 1923 году впервые при бурении скважин был использован турбобур. Первый промышленный образец оборудования был изобретен и изготовлен в СССР.

92 года назад

В 1927 году в Иране открыто крупнейшее нефтяное месторождение на территории провинции Киркук.

81 год назад

В 1938 году в результате процесса национализации нефтяной промышленности в Мексике была образована государственная компания Petroleos Mexicanos.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Аналитики
Артур Гайгер
Мария Гуляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Николай Жабин
Сергей Щербаков

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев Ю.П.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загривный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Валентина Горбунова
Андрей Тощев-Васильев
Никита Данченко
Юлия Коровочкина

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова
Александра Милютина

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин

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

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

Подписной индекс МАП11407

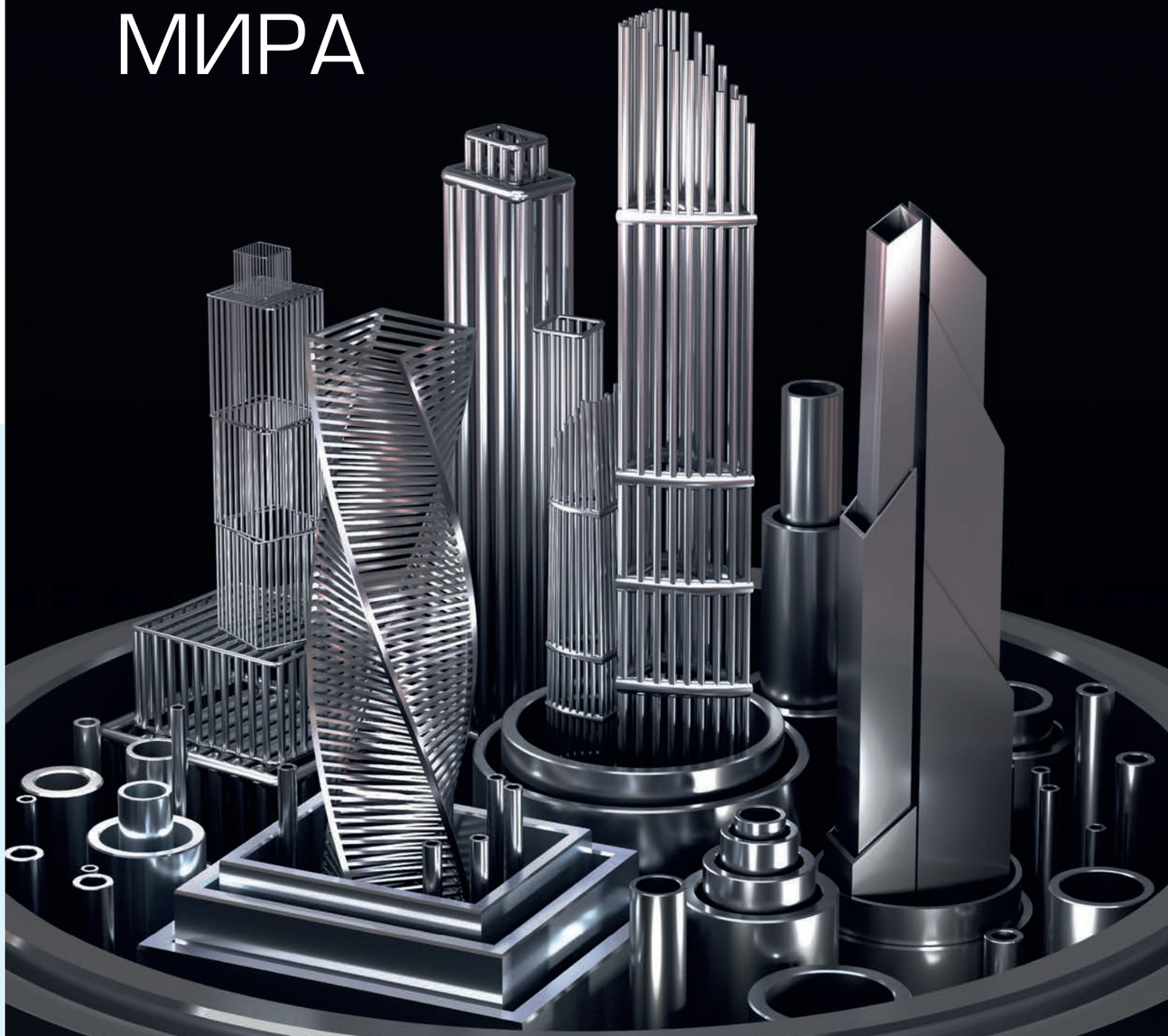
Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками.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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

ТРУБЫ ДЛЯ ВСЕГО МИРА



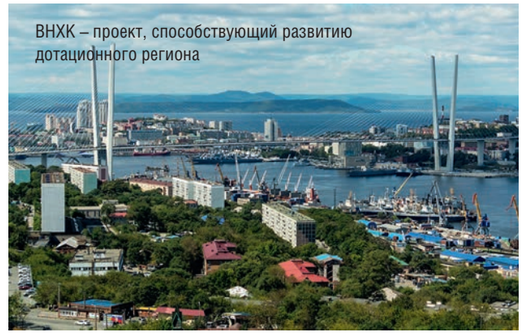
РЕКЛАМА

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

Роснефть исключила проект строительства Восточного нефтехимического комплекса из своих инвестиционных планов

Переработка нефти на российских НПЗ вдвое выгоднее, чем в Европе

Большинство НПЗ за последние 30 лет было построено частными компаниями


ВНХК – проект, способствующий развитию дотационного региона

НИЗКИЙ ИНТЕРЕС К ВЫСОКОМАРЖИНАЛЬНЫМ ПРОИЗВОДСТВАМ, ИЛИ ПОЧЕМУ БИЗНЕС НЕ ХОЧЕТ ЗАРАБАТЫВАТЬ

Анна Павлихина

14 мая 2019 г. Роснефть исключила проект строительства Восточного нефтехимического комплекса из своих инвестиционных планов. По мнению руководства компании, нерентабельным проект стал благодаря реализации налогового маневра.

Проект ВНХК предусматривал строительство в Приморском крае нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса.

Как обычно, Роснефть рассчитывала на господдержку. И в ней не отказали, но дали понять: «Утром деньги – вечером стулья», т.е. поддержка будет тогда, когда стартует проект.

Доводам Роснефти о пагубном влиянии на проект налогового маневра Минфин, разумеется, возражает. С начала 2019 г. в России введены специальные меры поддержки НПЗ в виде возмещаемого из федерального бюджета отрицательного акциза на нефтяное сырье. Из расчетов министерства следует, что реализация проекта в условиях налогового маневра повысила бы эффективность первой очереди более чем на 30%.

Пока министерства и компании доказывают каждый свою правоту, зарубежные нефтепромышленники переходят к высоким переделам и развивают нефтехимические производства. Как утверждает директор Института проблем глобализации М. Делягин, «если раньше можно было продавать сырье и ни о чем не думать, то сегодня наблюдается глобальный тренд: компании уходят в сложные, но наиболее доходные производства – в нефтехимию, нефтепереработку и газохимию». Он приводит пример компании Saudi Aramco, которая более 40% выручки получает от нефте- и газохимии. Почему же у нас бизнес не видит для себя выгоды в производстве продуктов с высокой добавленной стоимостью?

Некоторые эксперты (хотя для этого не надо быть экспертом) видят причины в общей нестабильности, отбрасывающей тень на экономику страны включая и нефтегазовый сектор, что негативно сказывается на инвестиционном климате. Инвестиции в нефтепереработку и нефтехимию – это долгие и большие деньги, естественно, что в условиях сложного прогнозирования и слабых гарантий этот сектор экономики выглядит крайне непривлекательным.

Другие поддерживают ВИНКи, жалующиеся на налоговый маневр, подтверждая, что с самого начала года российская нефтепереработка «генерирует убытки». С ними не согласны компании, в управлении которыми государство не участвует. Например, представитель ЛУКОЙЛа заявил, что переработка нефти на российских НПЗ компании почти вдвое выгоднее, чем в Европе (ЛУКОЙЛу принадлежит четыре НПЗ в России и три завода в Европе). Маржа переработки нефти в России на НПЗ ЛУКОЙЛа, по оценкам компании, в январе – апреле 2019 года составила 9 долл. за барр., а в Европе – 5 долл. И, несмотря на налоговый маневр, ЛУКОЙЛ не сдвинул ни один из своих проектов в нефтепереработке.

И при 100 долл. за барр. ВИНКи с госучастием были скверным образчиком драйвера нефтехимической промышленности. За последние тридцать лет было построено не более десятка НПЗ, большая доля которых приходится на частные компании, а не на ВИНКи с госучастием. Ожидать, что это случится при нынешней цене на нефть было бы наивно. Или нет? Ведь именно невысокая стоимость нефти должна сподвигнуть перерабатывать ее в более дорогие продукты. Так или иначе, но на нефтехимическом рынке никаких подвижек со стороны добычных компаний не происходит.

Многие уважаемые эксперты выражают мнение о том, что налоговая политика государства мешает формировать у нефтедобывающих компаний интерес к высокомаржинальным производствам. На взгляд автора статьи, такие отговорки (будем называть вещи своими именами) объясняются нежеланием инвестировать в долго окупаемые проекты. Это может быть связано отчасти с желанием получать более быструю прибыль, а также с недоверием к перспективам завтрашнего дня (в непонятной ситуации надежнее выводить деньги в заграничные счета, чем вкладывать в производства, которые не известно кому достанутся). Но какой бы ни была причина, банальная жадность компаний, невнятные перспективы или неумелая политика, в стране, где бизнес не хочет зарабатывать, явно делается что-то неправильно, в первую очередь в сфере государственного управления.

И здесь, вероятно, должно было бы вмешаться государство, уже привыкшее проявлять свою волю в точечных вопросах. Не далее как 10 лет назад ведущие вузы ДВФО под эгидой муниципалитетов собирали научные конференции по повестке «Потеряет ли Россия Дальний Восток», а ВНХК не просто проект, а проект, способствующий развитию отдаленного и при этом дотационного региона.

И, наконец, развивать нефтехимию и нефтепереработку необходимо самим компаниям, ведь спрос на эту продукцию сохранится вне зависимости от того, сместится ли энергетическая парадигма в сторону ВИЭ или других энергоносителей, или останутся в цене нефть и газ. ●

НОВАЯ ДОКТРИНА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Елена Алифирова

Президент РФ В. Путин утвердил новую доктрину энергетической безопасности РФ. Документ подробно описывает вызовы и угрозы в сфере энергобезопасности. Новая доктрина заменила предыдущую версию 2012 г. Согласно доктрине полномасштабному участию РФ в обеспечении международной энергетической безопасности препятствуют меры ограничительного характера, введенные рядом иностранных государств в отношении РФ.

К внешнеполитическим вызовам документ относит замедление мирового спроса на энергоресурсы, рост конкуренции между поставщиками и изменение международного нормативно-правового регулирования. Также к этой категории документ относит рост производства СПГ и увеличение доли ВИЭ в мировом топливно-энергетическом балансе.

Внешними угрозами энергобезопасности РФ названы использование другими странами финансовых, договорных и международно-правовых механизмов в ущерб РФ, дискриминация российских поставщиков и незаконный отбор поставляемых Россией энергоресурсов. К этому же разделу отнесено ограничение доступа российских организаций сферы ТЭК к современным технологиям, оборудованию и привлечению финансирования.

Среди внутренних угроз и рисков называется несоответствие возможностей ТЭК потребностям развития страны, снижение качества минерально-сырьевой базы, рост преступности в ТЭК, чрезмерная финансовая нагрузка на предприятия отрасли и недостаточность кадрового обеспечения.

В качестве основных путей преодоления этих трудностей названы совершенствование систем госуправления; предотвращение преступлений против объектов ТЭК, поддержание запасов топлива и энергии на необходимом уровне в госрезерве, развитие распределенных источников энергоснабжения; уменьшение отрицательного воздействия работы компаний на окружающую среду, а также разумное развитие конкуренции.

Обозначена необходимость противодействия дискриминации российских компаний ТЭК и энергомашиностроения на мировом рынке. Отмечается важность поддержки экспорта российской продукции, технологий и услуг, а также международных проектов, реализующихся при участии российских компаний. Доктриной предусматривается развитие интеграции со странами ЕАЭС и СНГ, углубление партнерства в рамках БРИКС, ШОС, ФСЭГ и ОПЕК. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В мае ПАО «Роснефть» отказалась от плана строительства ВНХК. Проект предполагал строительство нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Приморском крае. Под этот проект была даже создана территория опережающего развития, но компания пожаловалась на негативное влияние нового подхода к регулированию на проект и окончательно его свернула. Почему нефтяные компании считают невыгодным развивать нефтепереработку?

Почему нефтяные компании считают невыгодным развивать нефтепереработку?

49% **Переработка – это долгие деньги в отличие от продажи сырой нефти**

34% **Власти не столь охотно идут на поддержку проектов по переработке, как на поддержку добычных проектов**

10% **Реализация большого налогового маневра в нефтяной отрасли делает проекты в нефтепереработке нерентабельными**

4% **Нефтепереработка – не прямая специализация, смещение акцента на «побочную» деятельность сопряжено со сложно окупаемыми расходами**

3% **Заморозка цен на бензин делает его производство невыгодным в отличие от нефти, цена на которую регулируется рынком**

За последние годы в Налоговый кодекс было внесено около 50 существенных изменений, влияющих на инвестиционные проекты в нефтепереработке, что сказывается и на цене бензина. Но кроме этого существует еще ряд причин, влияющих на цену топлива. Что необходимо сделать государству и компаниям, чтобы стоимость бензина в России была адекватна ее несметным нефтяным богатствам?

Как снизить цены на бензин?

64% **Государство должно ввести понятные правила на рынке, позволяющие прогнозировать ситуацию**

16% **Необходимо модернизировать перерабатывающие заводы и ориентировать их на увеличение выпуска светлых нефтепродуктов**

9% **Надо снизить налоговую нагрузку**

9% **Необходимо ввести преференции для российских компаний**

2% **Государство должно зафиксировать цену искусственно**

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

info@energas.ru www.energas.ru

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

Еще один СПГ-завод

«Арктик СПГ-2» и TechnipFMC подписали контракт на строительство СПГ-завода мощностью 19,8 млн т/год в рамках проекта «Арктик СПГ-2», первая очередь будет введена в эксплуатацию в 2023 г.

«Арктик СПГ-2» предусматривает строительство трех очередей по производству СПГ мощностью 6,6 млн т/год каждая на основаниях гравитационного типа (ОГТ).

Запуск второй линии СПГ-завода намечен на 2024 г., третьей – на 2025 г.

Капзатраты по проекту «Арктик СПГ-2» оцениваются в 10 млрд долл. США против 27 млрд долл. США по проекту «Ямал СПГ», первому СПГ-заводу НОВАТЭКа. Снижение затрат планируется за счет активного привлечения российских компаний к реализации проекта.

Проект реализуется на ресурсной базе Утреннего НГКМ, расположенного в Тазовском районе ЯНАО на полуострове Гыдан и частично в акватории Обской губы.

В сентябре 2018 г. НОВАТЭК значительно увеличил запасы на Утреннем НГКМ.

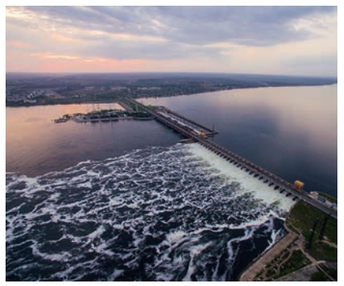
По состоянию на 31 декабря 2018 г., доказанные и вероятные запасы Утреннего месторождения по стандартам PRMS составили 1,138 трлн м^3 природного газа и 57 млн т жидких углеводородов.

Уникальный трансформатор Волжской ГЭС

На Волжской ГЭС введен в опытную эксплуатацию уникальный фазоповоротный трансформатор.

При сохранении существующего положения выдать в энергосистему увеличенную в результате модернизации мощность станции нельзя. Традиционный способ решения проблемы – строительство новых сетевых объектов, но это требует значительных затрат.

К преимуществам фазоповоротного трансформатора следует отнести то, что в режиме максимальной нагрузки он позволяет перенаправлять вырабатываемую мощность



с более загруженных на менее загруженные линии; позволяет снизить перегрузки электросетевого оборудования и уменьшить потери активной мощности в энергосистеме.

Введение фазоповоротного трансформатора в опытную эксплуатацию позволяет снизить затраты на присоединение увеличенной мощности Волжской ГЭС к энергосистеме более чем в 6 раз. Экономический эффект от этого технического решения превышает 3 млрд руб.

Изобретение севастопольских ученых

Профессор Института радиоэлектроники и информационной безопасности СевГУ И. Широков изобрел измеритель содержания воды в нефтепродуктах и представил его на престижном международном салоне. Прибор представляет собой врезку в трубопровод диаметром 100 мм и длиной 20 см.

Точное содержание воды необходимо знать, чтобы определить цену нефти и принять меры по ее обезвоживанию перед переработкой или добавить в нефтепродукт, чтобы улучшить параметры горения мазута в котельных. В итоге повышается долговечность оборудования и снижаются вредные выбросы в атмосферу.

Прибор поточный, он определяет содержание воды практически мгновенно, позволяет контролировать содержание воды в нефти с точностью 0,1%, что на уровень выше мировых аналогов.

Уникальность измерителя в том, что его показания не зависят от состава самой нефти.

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

ТрИЗ: термогазохимическое воздействие

Оренбургнефть провела успешные опытно-промышленные испытания новой технологии освоения ТрИЗ, основанную на термогазохимическом воздействии (ТГХВ) на пласт.

Технология заключается в термогазохимическом воздействии раствором смесей, которые под влиянием активирующего вещества запускают химическую реакцию внутри пласта.

Под воздействием температуры снижается вязкость нефти и увеличивается ее подвижность, что позволяет существенно повысить нефтеотдачу пласта.

Кроме того, резкое выделение большого количества газов вызывает изменения внутри пласта и позволяет включить в эксплуатацию участки с неподвижной или малоподвижной нефтью.

Технология была испытана на пластах Скворцовского и Бобровского месторождений. Последнее является многопластовым и многокупольным и на данный момент запасы нефти рассредоточены по маленьким залежам, которые приурочены к разным куполам.

Поэтому внедрение технологии ТГХВ дало неплохой эффект.

В результате проведенных работ суммарно только на двух опытных скважинах дополнительно было получено более 2 тыс. т нефти. Продолжительность эффекта после обработки призабойной зоны сохраняется более 8 месяцев.

Рекорд с Fishbone

Таас-Юрях Нефтегазодобыча установила новый рекорд проходки при бурении многозабойной скважины.

Общая длина горизонтального ствола рекордной скважины в пласте составила 6052 м, что более чем на 800 м превысило предыдущее достижение Таас-Юрях Нефтегазодобычи, установленное 5 месяцев назад, в декабре 2018 г. на Среднеботуобинском месторождении.

Это самый протяженный горизонтальный участок многозабойной скважины на суше.

Длина основного ствола рекордной скважины составила 1407 м, 7 боковых стволов – от 334 до 1006 м.

В процессе планирования специалисты Таас-Юрях Нефтегазодобычи смоделировали работу скважины на геолого-гидродинамическом симуляторе, провели работу по подбору инструмента и внутрискважинного оборудования.

Стартовый дебит составил более 200 т/сутки нефти.

Зеленая 3D-сейсмика для Бажена

В ходе прошедшего полевого сезона компания Газпромнефть-Хантос провела 3D-съемку на территории более 1200 км^2 в ХМАО. Работы выполнялись с применением технологии «зеленая сейсмика», базирующейся на беспроводной системе сбора данных RT System2.

Эта методика позволяет оптимизировать производственный цикл за счет ускорения установки сейсмоприемников в условиях сложного ландшафта.

Благодаря использованию легких снегоходов вместо крупногабаритной техники удалось сократить ширину просек для установки датчиков в два раза, до 1–2 м, сохранив таким образом значительные лесные массивы.

Комплексный анализ результатов сейсморазведки позволит построить точную геологическую модель исследуемых объектов и подтвердить сделанные ранее прогнозы.

Это особенно актуально для Пальяновской площади Красноленинского месторождения – 1 из 9 участков недр, на базе которых организован технологический центр Бажен, где отрабатываются технологии рентабельной добычи нефти баженовской свиты.

НЕФТЬ НА ПОСЛЕЗАВТРА

Ирина Герасимова

РАЗРАБОТКА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ – ОДНО ИЗ СТРАТЕГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ, ПРИЗВАННЫХ СПАСТИ РОССИЙСКУЮ «НЕФТЯНКУ» ОТ РЕЗКОГО СНИЖЕНИЯ ДОБЫЧИ В НЕ САМОМ ДАЛЕКОМ БУДУЩЕМ. ПЕРСПЕКТИВЫ ЗДЕСЬ ВИДЯТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ: ПО ОЦЕНКАМ ЗДЕСЬ МОЖНО ПОЛУЧИТЬ МИЛЛИАРДЫ ТОНН УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. НО КАК ИЗВЛЕЧЬ ЭТО БОГАТСТВО, ПОКА ЕЩЕ НЕ ВПОЛНЕ ЯСНО

«Вторая жизнь» сибирской нефти

Баженовская свита представляет собой горизонт, содержащий нефтематеринскую породу и местами – высокопродуктивные линзы. Помимо жидкой нефти, породы включают в себя твердое органическое вещество – кероген («недозревшую нефть»), с которым связывают основной потенциал отложений. Баженовская свита залегает в Западной Сибири на площади 1,2 млн кв. км, в «старых» районах нефтедобычи, но на глубине в 2–3 км, то есть ниже традиционных коллекторов.

Открыта свита еще в 1959 году. Сейчас известно более 70 месторождений, приуроченных к бажену, большинство из них расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

Мнения относительно запасов бажена очень разноречивы. По прогнозным оценкам объем геологических запасов достигает 18–60 млрд тонн, указано на сайте Минэнерго РФ. В перспективе возможно извлечь от 700 млн до 5 млрд тонн, говорил ранее глава министерства Александр Новак. Однако есть и более оптимистичные оценки.

Разработка бажена может стать «второй жизнью» для западносибирских нефтяных месторождений, традиционные запасы которых все более истощаются. К тому же «баженовская» нефть – легкая, малосернистая, по своим характеристикам превосходит Brent. В России считают, что возможно создать коммерческую марку такой нефти.

ФАКТЫ

В 1959 Г.

Ф.Г. Гурари выявил группу нефтематеринских горных пород в Западной Сибири на территории 1 млн км², названную баженовской свитой

По прогнозным оценкам объем геологических запасов баженовской свиты достигает 18–60 млрд тонн

Однако извлекать «черное золото» баженовских отложений крайне сложно. Нефтеносная порода плотна чрезвычайно, а ее проницаемость экстремально низкая. При довольно значительной глубине залегания толщина отложений чаще всего составляет всего 20–30 м. К тому же пласт чрезвычайно неоднороден по составу, а распределение нефти в нем очень неравномерно. Изучение залежей тоже затруднено. Так, из-за хрупкости пород сложно отбирать и исследовать керн.

В силу этих причин разработка баженовской свиты несколько десятилетий считалась бесперспективной.

Проекты

Интерес нефтяников к бажену возродился в «нулевых». Первым к добыче приступил «Сургутнефтегаз» – в 2005 году. К настоящему времени компания пробурила свыше 600 скважин, главным образом на Ай-Пимском месторождении в ХМАО. «Сургутнефтегаз» получает из баженовских отложений по 500–600 тыс. тонн нефти в год, что составляет большую часть объема по всем компаниям – до 800 тыс. тонн в год.

С «нулевых» в работе с баженом также активен «РИТЭК» (группа «ЛУКОЙЛ»). Компания сформировала три опытных участка на Средне-Назымском месторождении в ХМАО, где отрабатывает технологии добычи. Текущая добыча компании превышает 100 тыс. тонн в год. Также у «ЛУКОЙЛа» есть Галяновский и ряд других участков с баженовскими залежами.

«Роснефть» с 2009 года разрабатывает баженовские отложения на Салымском месторождении. Изучение ведется и на других западносибирских активах компании, в том числе на Приобском месторождении.

Свой пилотный проект по изучению Баженовской свиты запустила и «РуссНефть». В 2017 году компания приступила к бурению на Средне-Шапшинском месторождении в ХМАО.

«Газпром нефть» приступила к освоению бажена в начале десятилетия в рамках СП с Shell, «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД). Затем компания запустила проекты на Пальяновской площади Красноленинского месторождения, южной части Приобского месторождения в ХМАО, на Вынгаяхинском месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе и ряде других.

После введения санкций в 2014 году сотрудничество с Shell

по бажену пришлось свернуть. Пострадали и проекты других компаний: «Роснефть» с Exxon Mobil и «ЛУКОЙЛа» с Total.

К настоящему времени «Газпром нефть» при поддержке властей ХМАО и федеральных профильных министерств создала Технологический центр «Бажен» (зарегистрирован в июле прошлого года). Организация стала оператором полигона в рамках проекта по разработке баженовской свиты. В качестве технологической площадки центру передана Пальяновская площадь Красноленинского месторождения. «Бажен» получил статус профильного национального проекта, к нему подключились два десятка партнеров – научно-исследовательских институтов и компаний. Ожидается, что вскоре проекту будет придан федеральный статус.

ФАКТЫ

Более 70
месторождений приурочено к Бажену

До 5 млр тонн
перспективные извлекаемые запасы нефти

В поисках «золотого ключика»

Сегодня добыча из бажена все еще малорентабельна или вовсе убыточна, и нефтяники продолжают трудиться на перспективу. Главная проблема – высокоэффективных технологий, позволяющих получать «баженовскую» нефть в крупных объемах, пока нет ни у кого в мире.

Эксперты указывают, что для разработки баженовской свиты невозможно просто заимствовать методы, применяемые для сланцевых залежей в США. И дело даже не в санкциях, а в различии геологических свойств залежей.

Российским компаниям приходятся идти своим путем. Работа идет, главным образом, в двух направлениях.

Сегодня добыча из бажена все еще малорентабельна или вовсе убыточна, и нефтяники продолжают трудиться на перспективу

Одно из них – адаптация технологий, применяемых на американских сланцевых месторождениях, то есть сочетания горизонтального бурения и многоступенчатого разрыва пласта (МГРП). В этой сфере особенно активны «Роснефть» и «Газпром нефть». Так, «Роснефть» впервые применила этот метод на баженовских отложениях Приобского месторождения в 2011 году. На горизонтальном стволе успешно произвели семь ГРП и получили высокий начальный дебит (почти 250 тонн/сут).

«Газпром нефть» в 2016 году заявила, что первой в России реализовала весь цикл технологических решений, применяемых в мире для разработки сланцевой нефти. «Несмотря на все санкционные ограничения, мы передали комплекс технологий, который нам позволил добыть баженовскую нефть исключительно за счет применения российских технологий, российского оборудования, и все работы были выполнены российскими подрядчиками», – годом позднее комментировал глава «Газпром нефти» Александр Дюков (цитата по ТАСС).

Второе направление в разработке технологий для освоения бажена – методы повышения нефтеотдачи пласта (ПНП), такие как термохимические и термогазовые методы. Здесь у России немало собственных разработок. Так, «Сургутнефтегаз» еще с начала «нулевых» исследует термические методы добычи, в частности – технологию влажного внутрипластового горения.

«РИТЭК» с 2009 г. испытывает технологию термогазового воздействия (ТГВ) на залежи баженовской свиты Средне-Назымского месторождения, которую нередко отмечают как одну из самых перспективных. Технология предполагает закачку в пласт воздуха и воды под высоким давлением. В результате окисления выделяется углекислый газ и ШФЛУ, которые вместе с азотом вытесняют нефть в добывающие скважины. Одновременно под термическим воздействием и давлением создается дополнительная трещиноватость в залежи. Кероген преобразуется в легкую нефть и углеводородные газы. Применение ТГВ в сочетании с поддержанием пластового давления позволяет повысить коэффициент извлечение нефти (КИН) до 20–30%, уверены в «РИТЭК».

Сегодня компании сочетают методы ПНП с бурением горизонтальных и наклонно-направленных скважин и МГРП.

Разрабатывается также отечественное оборудование для освоения баженовской свиты. Так, в Технологическом центре «Бажен» создают комплекс оборудования и

технологий по термохимической обработке скважин с использованием сверхкритической воды, помогающих значительно повышать нефтеотдачу. Это решение не имеет аналогов в мире, рассказывал в майском интервью агентству «Прайм» гендиректор «Бажена» Кирилл Стрижнев. Кроме того, нефтяники разрабатывают специализированные программные продукты.

ФАКТЫ

20-30 м
составляет толщина отложений

Добиться прорыва

Добыча «баженовской» нефти может стать рентабельной уже в ближайшие годы. Сейчас себестоимость барреля такого сырья находится на уровне $60, но уже к 2021 году может снизиться до $40/барр., рассказывал Кирилл Стрижнев. По его словам, приемлемый уровень рентабельности сложится при себестоимости в $30–40/барр. – при условии, что баррель нефти на рынке будет оцениваться в $50.

Прогнозируется и активный рост добычи. Планы нацпроекта «Бажен» нацелены на увеличение показателя до 10 млн тонн в год в 2025 году и до 50 млн тонн – к 2030 году.

Однако для обеспечения прорыва следует решить обширный перечень проблем.

Для начала – геологическое строение баженовской свиты изучено еще не до конца, что затрудняет поиск и развитие технологий. Затем, из-за санкций не хватает оборудования, например для бурения интеллектуальных скважин, а свои аналоги пока не созданы.

Также эксперты указывают на необходимость объединить усилия отдельных ВИНК и научно-исследовательских институтов в поисках технологий. Ожидается, что этой площадкой станет тот же Технологический центр «Бажен».

Безусловно, для освоения баженовских отложений необходима активная поддержка государства. Сегодня месторождения, приуроченные к свите, освобождены от налогообложения по НДПИ. Однако требуются также стимулы для создания и применения инновационных технологий.

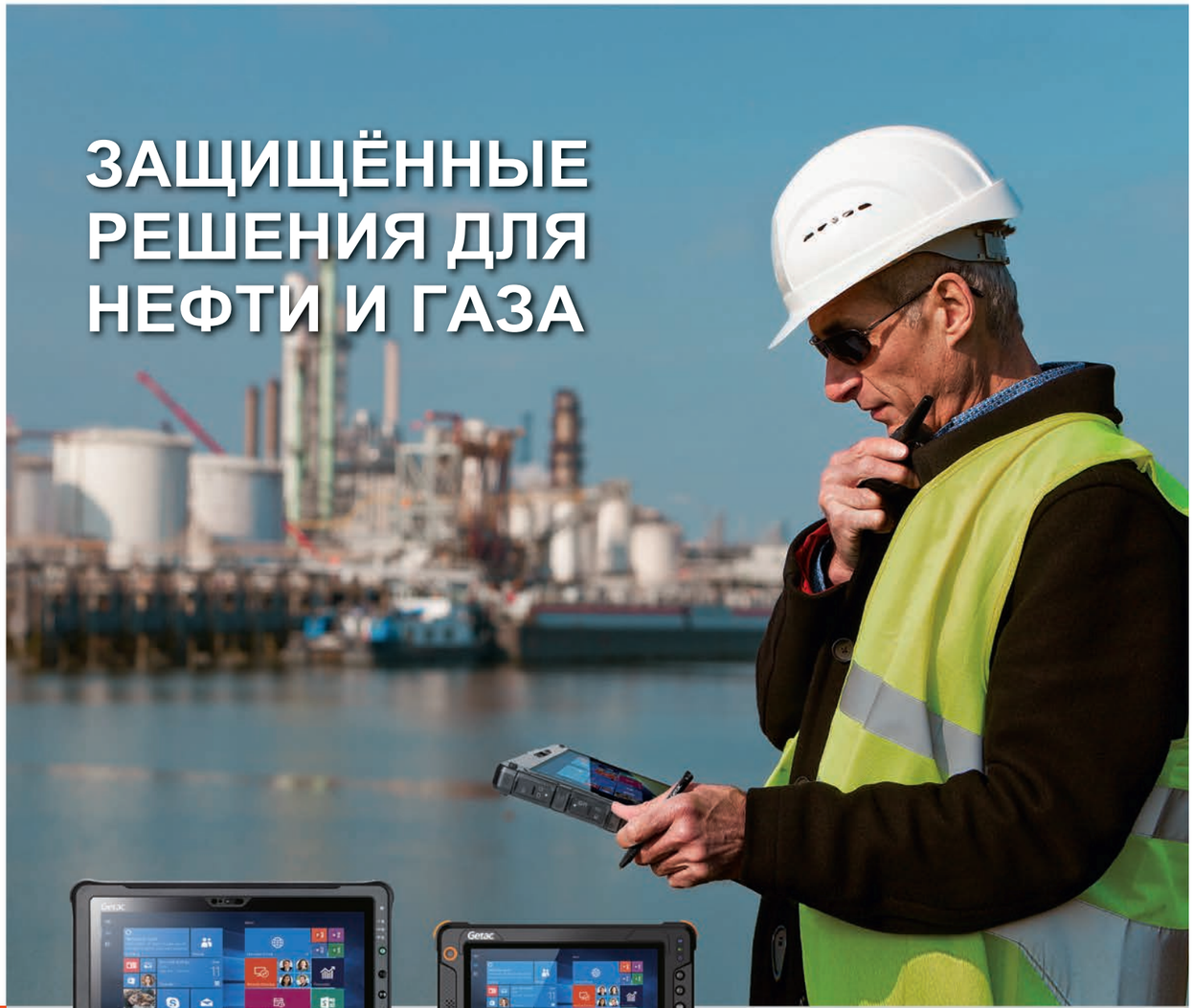
Кроме того, рынок ждет законодательных изменений. Сейчас готовится принятие законопроекта о технологических полигонах. Документ предлагает сделать разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи ТРИЗ отдельным видом недропользования. Владельцев таких лицензий освободят от уплаты разовых и регулярных платежей за пользование недрами.

В любом случае, на рынке мало кто сомневается, что баженом и прочими ТРИЗ надо заниматься. И немедля. Иначе прошлогодние предсказания саудовского принца об уходе России с нефтяного рынка получат все шансы на осуществление.

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА



Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

Оснащён 11,6" широкоформатным дисплеем. Сертифицирован в соответствии с ATEX и EAC TP TC 012/2011 для использования в Зоне 2/22.

Планшет EX80

ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

Сертифицирован в соответствии с ATEX и TP TC 012/2011 для использования в Зоне 1.

Windows 10 Pro

Getac рекомендует Windows 10 Pro.

На Защищенный планшет Getac установлена популярная и многофункциональная операционная система, совместимая с большинством домашних и офисных компьютеров — Windows 10 Pro.

Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
Офис продаж:
Sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: +7 (495) 755 9045 доб. 2133, Факс: +7 (495) 755 9042
www.getac.com/ru

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку

RuggedSolution.getac.com/RussiaOil

РЕКЛАМА

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

Защищенные устройства для непростых ситуаций

BUMPER — TO — BUMPER

Полный сервисный цикл
Лучшая поддержка
Залог долговечности

Растите вместе с нами

Получайте выгоду от нового портала для партнёров GETAC

Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
Офис продаж:
Sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: +7 (495) 755 9045 доб. 2133, Факс: +7 (495) 755 9042
www.getac.com/ru

РАЗВИТИЕ ЦИФРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

за счет использования блока интеллектуализации нижнего уровня скважин

Ивановский Владимир Николаевич,
заведующий кафедрой МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, академик РАЕН, профессор, д.т.н.

Сабиров Альберт Азгарович,
доцент кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Салихова Алина Рамилевна,
аспирант кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мазеин Игорь Иванович,
первый заместитель генерального директора – главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Меркушев Сергей Владимирович,
начальник Управления технологии добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Чмырь Алексей Викторович,
начальник отдела технологии добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Красноборов Денис Николаевич,
ведущий инженер отдела добычи нефти ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ВНЕДРЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ» ТРЕБУЕТ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО ПОДХОДА. НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ ДАННОЙ КОНЦЕПЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ ИЗМЕНЕНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ПОД РАЦИОНАЛЬНУЮ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЮ. ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СКВАЖИНА» ОБЕСПЕЧИТ ПОЛУЧЕНИЕ ОСНОВНОГО МАССИВА ДАННЫХ В РЕЖИМЕ ON-LINE, СНИЖЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОТКЛИКА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СИТУАЦИИ, АВТОМАТИЗАЦИИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ. ПРИ ЭТОМ ОСНОВНУЮ НАГРУЗКУ ПО ПРИНЯТИЮ РЕШЕНИЙ И ИЗМЕНЕНИЮ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕСЕТ «НИЖНИЙ УРОВЕНЬ»

THE INTRODUCTION OF THE CONCEPT OF "INTELLECTUAL FIELD" REQUIRES AN INTERDISCIPLINARY APPROACH. A PREREQUISITE FOR THE EFFECTIVE IMPLEMENTATION OF THIS CONCEPT IS A CHANGE IN BUSINESS PROCESSES UNDER RATIONAL INTELLECTUALIZATION. THE IMPLEMENTATION OF THE "INTELLIGENT WELL" SYSTEM WILL ENSURE THE RECEIPT OF THE MAIN BODY OF DATA IN ON-LINE MODE, A DECREASE IN RESPONSE TIME WHEN THE SITUATION CHANGES, AND AUTOMATION OF DECISION MAKING. AT THE SAME TIME, THE MAIN BURDEN FOR MAKING DECISIONS AND CHANGING MODES OF OPERATION IS BORNE BY THE "LOWER LEVEL"

Ключевые слова: *цифровое месторождение, интеллектуальная скважина, блок интеллектуализации, УЭЦН, подача реагентов, потенциал скважины.*

УДК 681.5

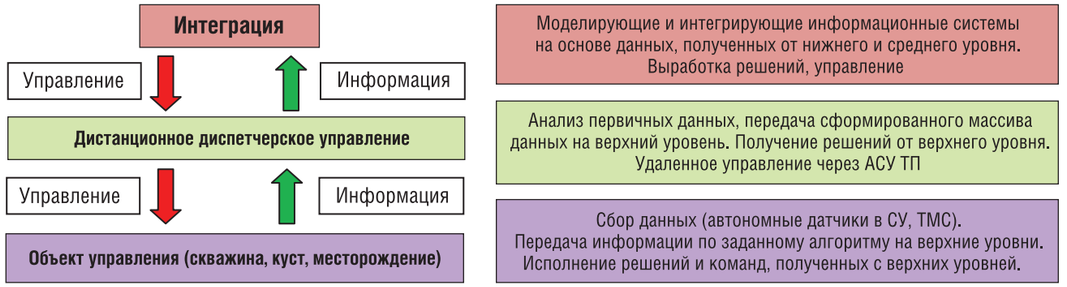
Жизненно важную роль при эксплуатации нефтяных скважин играет определение дебитов жидкости и газа. Для решения данной задачи предлагается использовать методику, основанную на измерении напора, создаваемого насосом, и соответствующего пересчета по напорно-расходной характеристике в дебит, а также измерение потребляемой мощности насоса и дальнейшего пересчета в дебит по мощностной характеристике. Полученные данные усредняются, обеспечивая погрешность измерений не более 5%. Данная методика реализована в Блоке интеллектуализации нижнего уровня скважины (БИНУС).

По исходным данным БИНУС рассчитывает подачу насоса и задает необходимую дозировку реагента станции СУДР, а также позволяет рассчитать максимальную скорость откачки жидкости при ВНР после ГРП, в определении времени работы и накопления при эксплуатации скважин в периодическом режиме с целью снижения влияния КВЧ на наработку на отказ УЭЦН.

БИНУС успешно прошел ОПИ на объектах нескольких нефтяных компаний, подтвердив свою работоспособность и эффективность применения.

Применение современных методов управления производственными процессами является одним из приоритетных направлений повышения операционной эффективности нефтяной компании, который достигается за счет оптимизации инвестиционных вложений, операционных затрат, внедрения систем управления потерями и повышения коэффициента извлечения нефти. В основе инструментальной базы лежит использование современных интеллектуальных технологий как непосредственно в процессе добычи, так и в обеспечивающих процессах моделирования, оптимизации, прогнозирования и планирования производства.

РИС. 1. Существующая концепция интеллектуального месторождения



Существующая концепция (рис. 1) интеллектуального месторождения подразумевает создание дополнительной прибыльности нефтегазового актива путем организации цикла сбора данных, диспетчеризации, моделирования, принятия решений, управления с верхних уровней и исполнения решений на нижнем уровне.

Главная особенность существующей концепции: получение информации пакетами, часто – не в режиме «on-Line»; анализ информации проводится с большими временными допущениями; управленческие сигналы (с большим влиянием человеческого фактора) часто запаздывают и уже не могут оперативно вмешаться в технологический процесс добычи.

Внедрение концепции «интеллектуального месторождения» требует междисциплинарного подхода (механизированная добыча, геология, наземная инфраструктура, автоматизация, информационные технологии). Необходимым условием для эффективного внедрения данной концепции является изменение бизнес-процессов под рациональную интеллектуализацию.

При этом важно понимать, что, несмотря на все очевидные выгоды, использование принятой сегодня идеологии «интеллектуального месторождения» оправданно не всегда. Если использование новых подходов будет целесообразно для месторождениях с большим числом скважин, обладающих достаточным потенциалом добычи, то для некоторых активов, где не требуется высокая степень интеллектуализации, будет достаточно частичной реализации лишь на первых уровнях. Следовательно, перед внедрением проекта необходимо оценить ожидаемый эффект в контексте требуемых затрат.

Предлагаемая концепция интеллектуального месторождения подразумевает создание дополнительной прибыльности нефтегазового актива путем организации цикла сбора данных, диспетчеризации, моделирования, принятия основной массы решений, управления и исполнения решений на нижнем уровне (рис. 2).

Внедрение системы «интеллектуальная скважина» в концепцию «интеллектуального месторождения» обеспечит получение основного массива данных в режиме on-line, снижение времени отклика при изменении ситуации, автоматизацию принятия решений на основе динамических изменяемых данных, режимов работы, дебита, давления на приеме, потребляемая мощность, вывода на режим, изменения распределения функций между скважинами и т.д. При этом основную нагрузку по принятию решений и изменению режимов работы несет «нижний уровень».

Значительно увеличивается массив данных информации с нижнего уровня; существенно уменьшается поток команд и решений с верхнего уровня. Верхний уровень кардинально разгружается от работы по оперативному управлению «малыми» объектами, переключаясь на тактическую и стратегическую работу с использованием инструментов интегрированного моделирования производственной цепочки, интегрированного планирования производственной деятельности и управления производством.

Применение системы «интеллектуальная скважина» позволяет эффективно работать

РИС. 2. Предлагаемая концепция интеллектуального месторождения

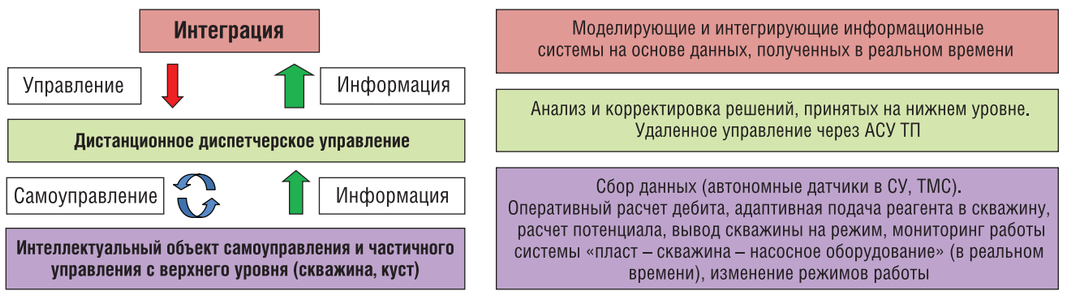
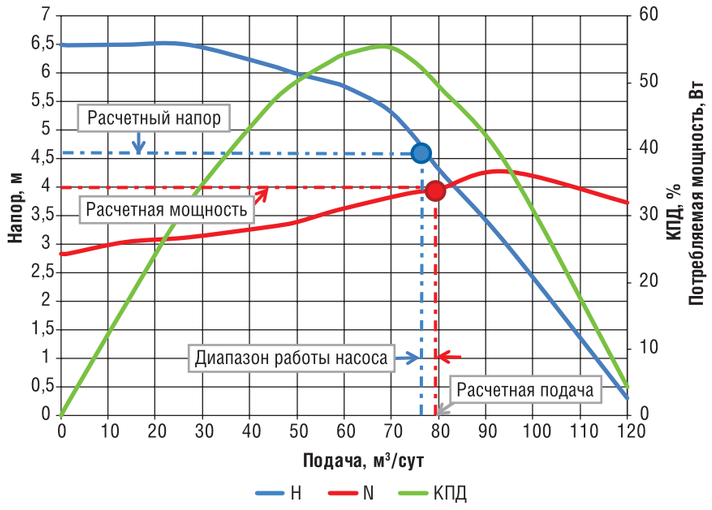


РИС. 3. Графическое представление расчета дебита



комплексу «интеллектуальное месторождение» даже при внедрении на малых активах, т.к. удельные затраты на внедрение интеллектуальной системы нижнего уровня практически не зависят от размера нефтедобывающего актива.

Отличительная черта предлагаемой концепции: получение информации от объектов в режиме «on-line»; анализ информации проводится с минимальными допущениями и без запаздывания; управленческие сигналы (практически без влияния человеческого фактора) не запаздывают и могут предотвратить критическую ситуацию.

Жизненно важную роль при эксплуатации нефтяных скважин играет определение дебитов жидкости и газа. Точные данные о дебите скважины необходимы, во-первых, для уточнения положенья системы «пласт – скважина – насосная установка», а во-вторых (что еще важнее), для определения состояния разработки месторождения.

Задача измерения дебита скважин механизированного фонда нередко усложняется одновременно несколькими факторами: затруднением выполнения работ в разведочных скважинах; наличием нескольких скважин, работающих на один трубопровод, подключенный к АГЗУ; скважин, оборудованных компоновками ОРД и работающих на одну колонну НКТ или в циклическом режиме (КПР); невозможностью применения АГЗУ из-за высокого линейного давления. Помимо этого возможны проблемы, связанные с эксплуатацией устаревших АГЗУ, а также с наличием АСПО и большого количества механических примесей в скважине.

На рис. 3 показано графическое представление об расчете дебита по косвенным параметрам по утвержденной методике МИ-3589-17 «Методика определения по реальной напорно-расходной и энергетической характеристикам погружного электроприводного центробежного насоса и оценки погрешности» [1].

Полученные данные усредняются, обеспечивая погрешность измерений не более 5% внутри рабочей области расходно-напорной характеристики (РНХ).

Принципиально уйти от данных ограничений при замере дебита скважины, оборудованной УЭЦН, позволяет новейшая отечественная разработка – специализированная компьютерная программа «Виртуальный расходомер», лежащая в основе блока интеллектуализации нижнего уровня «БИНУС», обеспечивающая расчет дебита скважины на основе параметров работы насосной установки, получаемых от станции управления УЭЦН.

On-line мониторинг работы скважинного насосного оборудования позволяет в режиме реального времени вести контроль за работой системы «пласт – скважина – насосное оборудование». Параметры работы системы «пласт – скважина – насосное оборудование» (дебит, давление на приеме, токи, напряжение, потребляемая мощность и т.д.) передаются на программное обеспечение i-well (разработка компании В-1336) (рис. 5).

РИС. 4. Графическое отображение параметров работы скважины на мониторе «БИНУС»

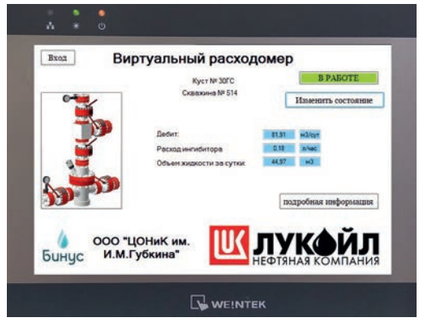


РИС. 5. Мониторинг работы системы «пласт-скважина-насосное оборудование» в режиме online в системе i-well

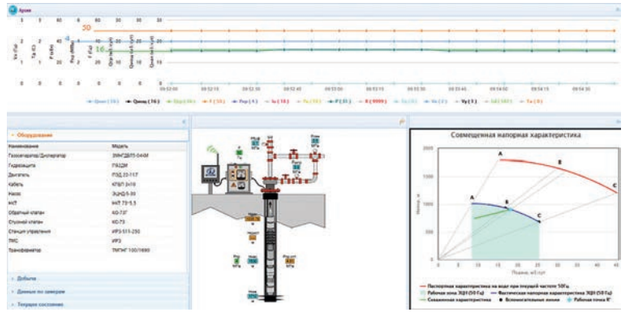
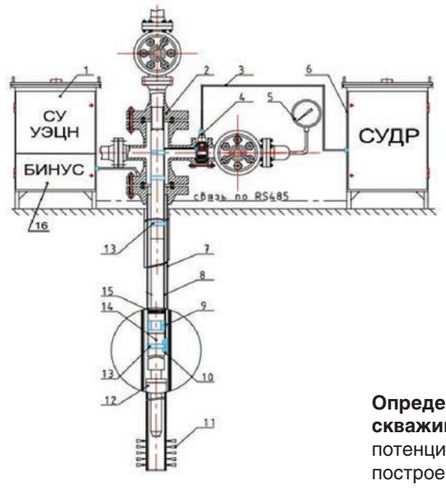


РИС. 6. Схема управления системой «пласт – скважина – насосное оборудование» с помощью БИНУС



1 – СУ УЭЦН+БИНУС,
2 – фонтанная арматура,
3 – трубопровод наземный,
4 – устройство ввода,
5 – манометр,
6 – СУДР,
7 – эксплуатационная колонна,
8 – НКТ,
9 – капилярная трубка для подачи ингибитора,
10 – распылитель реагента,
11 – интервал перфорации,
12 – ПЭД,
13 – датчик ТМС,
14 – приемный модуль

Наложение точек в динамике на РНХ насоса дает значительно большее понимание о состоянии системы «пласт – скважина – насосное оборудование». Применение комплексной автоматизации процесса добычи нефти с использованием телеметрии основных рабочих показателей, алгоритмов получения, обработки и хранения полученных данных, алгоритмов принятия решения об изменении режимов работы системы «пласт – скважина – насосная установка», системы управления наземным и скважинным оборудованием, исполнительными устройствами обеспечивает заданные параметры работы. При этом решается вопрос о состоянии скважинного и наземного оборудования, определяется режим работы системы «пласт – скважина – скважинное оборудование», принимается решение об изменении режима работы системы.

Адаптивная подача реагентов на скважине. Одним из наиболее распространенных способов защиты оборудования от коррозии, отложения солей, АСПО и т.д. является ингибирование. Подача ингибиторов станцией устьевого дозирования реагента обеспечивает минимизацию затрат химического реагента при максимальном уровне защиты скважинного оборудования. По исходным данным БИНУС рассчитывает необходимую дозировку реагента и управляет работой станции СУДР (рис. 6) [2, 3, 4, 5, 6, 7].

Определение потенциала скважины. Исследование потенциала скважины путем построения фактической индикаторной диаграммы по замерам забойного давления и дебита на нескольких режимах эксплуатации скважины, полученных путем увеличения или уменьшения частоты вращения проводного электродвигателя скважинного насоса и его полной остановкой; определение оптимальной рабочей точки (оптимального дебита скважины) с учетом характеристики системы «пласт – скважина – насос»; и установку частоты вращения, при которой подача насоса соответствует оптимальному дебиту скважины, изменение режимов эксплуатации скважины, определение забойного давления и дебита, а также построение индикаторной диаграммы и нахождение оптимальной рабочей точки (оптимального дебита) проводятся в автоматическом режиме с помощью программно-аппаратного комплекса, который выдает команду станции управления на установление необходимой частоты вращения приводного электродвигателя, при этом построение индикаторной диаграммы и определение оптимальной рабочей точки осуществляется с учетом изменяющейся рабочей характеристики скважинного насоса [8].

Оптимальная рабочая точка находится исходя из максимального значения КПД насоса, а также оптимальную рабочую точку можно получить исходя из необходимого дебита скважины.

Кроме того, оптимальную рабочую точку можно найти исходя из дебита, при котором не происходит попадание частиц механических примесей определенной плотности и размера на прием погружного насоса.

На рис. 7 показаны перестроенные на основе фактических параметров откачиваемого пластового флюида напорно-расходные характеристики ЭЦН для различных частот вращения вала насоса.

РИС. 7. Построенные напорно-расходные характеристики ЭЦН

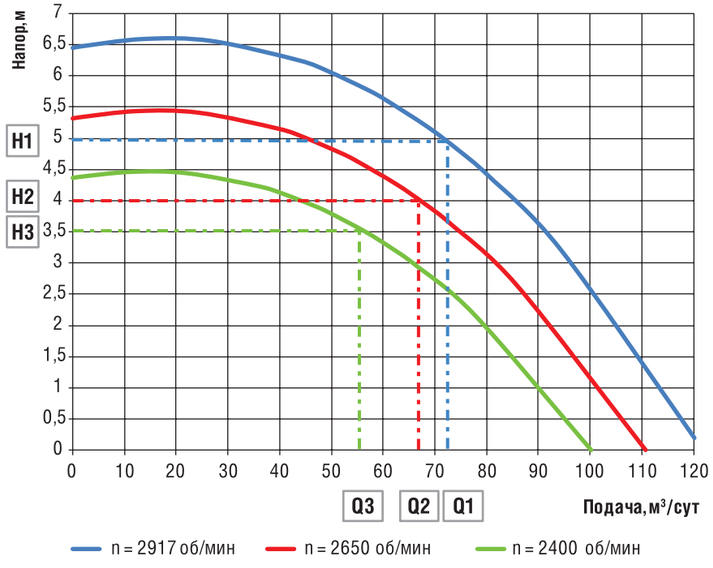
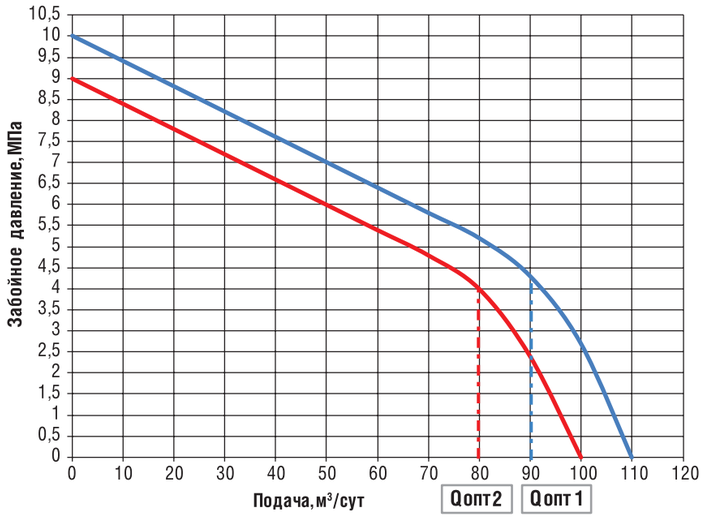


РИС. 8. Индикаторные диаграммы потенциала скважины



На рис. 8 показаны полученные с учетом характеристики системы «пласт – скважина – насос» фактические индикаторные диаграммы притока жидкости из пласта в скважину в начальный (1) и последующий (2) периоды эксплуатации.

Процесс построения индикаторной кривой потенциала скважины осуществляется следующим образом на скважине, оборудованной электроприводным центробежным насосом. На основе фактических параметров откачиваемого пластового флюида или ГЖС и данных насосного оборудования (обводненность продукции, плотность нефти, плотность пластовой воды, газовый фактор, давление насыщения, вязкость нефти, кривая разгазирования, температурный градиент, глубина спуска насоса, паспортная напорно-расходная и энергетическая характеристика насоса на воде, КПД погружного электродвигателя и КПД насоса) перестраивается паспортная напорно-расходная и энергетическая характеристика насоса на различных частотах вращения. Перестроенные характеристики представлены на рис. 8.

1. На основе данных телеметрической системы (ТМС) установки по давлению на приеме насоса и давлению на буфере и в затрубном пространстве, замеренному устьевыми датчиками, рассчитывается забойное давление $P_{заб1}$ и развиваемый насосом напор H_1.
2. По перестроенной характеристике (рис. 8) исходя из значения напора H_1, определяется подача насоса (дебит скважины) Q_1 для заданной частоты вращения n_1 вала электродвигателя соответствующий рассчитанному ранее забойному давлению $P_{заб1}$.
3. С помощью частотного регулирования станции управления изменяется (увеличивается или уменьшается) частота вращения n_2, n_3 и т.д. вала электродвигателя. В соответствии с пп. 2–3 определяются дебиты Q_2, Q_3 и т.д., соответствующие забойным давлениям $P_{заб2}$, $P_{заб3}$ и т.д.
4. По полученным значениям дебитов и забойных давлений строится фактическая с учетом характеристики системы «пласт – скважина – насос» индикаторная диаграмма притока жидкости из пласта в скважину – кривая 1 на рис. 9.
5. На основе полученной индикаторной диаграммы притока жидкости из пласта в скважину определяется оптимальный дебит скважины $Q_{опт1}$, который обеспечивается использованием соответствующей частоты вращения, при которой подача насоса соответствует оптимальному дебиту скважины.

В БИНУС вносятся следующие данные по скважине: обводненность продукции, плотность нефти, плотность пластовой воды, газовый фактор, давление насыщения, вязкость нефти, кривая разгазирования, температурный градиент, глубина спуска насоса, паспортная напорно-расходная и энергетическая характеристика насоса на воде, КПД погружного электродвигателя и КПД насоса. БИНУС программируется в соответствии с алгоритмом, изложенным в пунктах 1–6 примера осуществления способа на скважинах оборудованных установками электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). На основе заложенного в контроллер алгоритма он выдает команду станции управления на установление необходимой частоты вращения приводного электродвигателя. По данным блока ТМС, манометров на устье скважины, силы тока, напряжения и частоты тока БИНУС рассчитывает значение забойного давления и дебита скважины, строит индикаторную диаграмму и находит оптимальную рабочую точку (оптимальный дебит) в автоматическом режиме в реальном времени, с учетом изменяющейся рабочей характеристики скважинного насоса.

В процессе эксплуатации скважины в результате засорения (кольматации) призабойной зоны изменяется потенциал скважины (кривая 2 на рис. 8, снижается забойное давление и дебит скважины $Q_{опт2}$), это приводит к работе ЭЦН за пределами рабочей области с пониженным КПД и преждевременным отказам насосного оборудования.

С целью снижения энергозатрат на подъем продукции из скважины, в соответствии с предложенным способом, оптимальная рабочая точка находится исходя из максимального значения КПД насоса.

В реальных условиях эксплуатации скважины добывающей компанией, в результате производственной необходимости может ставиться цель уменьшить или увеличить дебит скважины, оптимальная рабочая точка находится исходя из необходимого дебита скважины.

Вывод скважины на режим. После проведения ремонтных работ на скважине по увеличению притока, в частности – гидроразрыва пласта (ГРП), частички механических примесей в виде песка и пропанта, который используется для заполнения трещин в начальный период эксплуатации, выносятся пластовой продукцией и, попадая в насос, приводят к износу и отказу насосного оборудования. Скорость износа элементов насосного оборудования зависит от размера частиц механических примесей, их количества и твердости. Количество выносимых частиц песка и пропанта зависит от их плотности, размера и скорости потока жидкости в эксплуатационной колонне, т.е. зависит от дебита скважины.

С целью повышения надежности работы насосного оборудования в начальный период эксплуатации после ГРП в соответствии с предложенным способом оптимальная рабочая точка находится исходя из дебита, при котором не происходит попадание частиц механических примесей определенной плотности и размера на прием погружного насоса. Частицы механических примесей не захватываются потоком пластовой жидкости, а под действием силы тяжести оседают на забой в зумпф скважины.

БИНУС позволяет рассчитать максимальную скорость откачки жидкости при ВНР после ГРП, в определении времени работы и накопления при эксплуатации скважин в периодическом режиме с целью снижения влияния КВЧ на наработку на отказ УЭЦН. Данный режим может использоваться при проектировании режимов периодической эксплуатации с учетом снижения процента попадания в насос твердых частиц.

Реализованные решения в БИНУС:

- Оперативное определение дебита;
- On line мониторинг работы скважинного насосного оборудования;
- Адаптивная подача реагента на скважине;
- Определение потенциала скважины;
- Вывод скважины на режим.

БИНУС успешно прошел ОПИ на объектах нескольких нефтяных компаний, подтвердив свою работоспособность и эффективность применения. ●

Литература

1. *Свидетельство № 2016618641 о государственной регистрации программы для ЭВМ «Автотехнолог-виртуальный расходомер».*
2. *С.Д. Шевченко, С.Б. Якимов, В.Н. Ивановский. «Разработка алгоритма расчета дебита нефтяных скважин при их эксплуатации УЭЦН»// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013 г. № 6. С. 90–92.*
3. *«Методика определения по реальной напорно-расходной и энергетической характеристикам погружного электроприводного центробежного насоса и оценки погрешности», МИ3589-17. ФГУП «ВНИИМС» М. 2017 г.*
4. *В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, И.Н. Герасимов «Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей»//Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2015 г. № 4. С. 21–25.*
5. *В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, Ю.А. Донской, «Прогнозирование как способ борьбы с отложением солей в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами» // Нефтяное хозяйство. – 2009 г. № 5 – С. 26–29.*
6. *В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, Ю.А. Донской «Новый концептуальный подход к защите погружного оборудования от солеотложений» // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2013 г. № 9. С. 21–16.*
7. *В.Н.Ивановский, А.А.Сабиров, Ю.А.Донской. «Интеллектуализация добычи нефти: новые возможности разработки и тенденции»// Инженерная практика. – 2014 г. № 9 с. 8–11.*
8. *Р.Т.Исрафилов, Опыт ОАО «Варьеганнефтегаз по защите подземного оборудования от коррозии с применением химреагентов. Обзор технической конференции ОАО «НК «Роснефть»// Инженерная практика. 2014 г. № 2. С. 14–18.*
9. *Патент № 2581180 «Способ определения дебита скважин, оборудованных насосными установками».*
10. *Аб.Г.Рзаев, Г.А.Гулуев, А.М.Абдурахманова «Измерение дебита нефтяных скважин» Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, ВНИИОЭНГ. 2016 г. № 7. С. 26–29.*
11. *С.Б.Якимов, В.Н.Ивановский, А.А.Сабиров «Новый подход к выбору насосного оборудования и режима его работы в осложненных скважинах» Нефтяное хозяйство, 2017 г. № 11. С. 52–55.*

KEYWORDS: *digital field, smart well, intellectualization unit, ESP, supply of reagents, well potential.*

Neftegaz.RU
номер 6/2019 г.

УДК 622

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» И ЯМАЛЬСКИЙ ФИЛИАЛ АО «ССК» – ВТОРОЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЛАН СОТРУДНИЧЕСТВА ПРОДОЛЖАЕТСЯ

Алексей Рыбалкин,
заместитель генерального директора по бурению и капитальному ремонту скважин ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

В ЭТОМ ГОДУ ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», ДОЧЕРНЕЕ ОБЩЕСТВО ПАО «НОВАТЭК», КРУПНЕЙШЕГО НЕЗАВИСИМОГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ, ОДНОГО ИЗ ЛИДЕРОВ ПО ДОБЫЧЕ, ПЕРЕРАБОТКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ, ОТМЕЧАЕТ СВОЕ 25-ЛЕТИЕ. ЗА ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА ГРАДООБРАЗУЮЩЕЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ГОРОДА ТАРКО-САЛЕ ВНЕСЛО КОЛОССАЛЬНЫЙ ВКЛАД В РАЗВИТИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА КАК ЯНАО, ТАК И В РОССИИ В ЦЕЛОМ. СЕГОДНЯ НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ – ЭТО ОБРАЗЕЦ СЛАЖЕННОЙ РАБОТЫ РУКОВОДСТВА И КОМАНДЫ ПРОФЕССИОНАЛОВ-ЕДИНОМЫШЛЕННИКОВ, НАЦЕЛЕННЫХ НА ДОСТИЖЕНИЕ НОВЫХ ТРУДОВЫХ СВЕРШЕНИЙ. О РОМАНТИКЕ ПРОФЕССИИ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ДОСТИЖЕНИЯХ ПРЕДПРИЯТИЯ-ЮБИЛЯРА, БЛИЖАЙШИХ ЕГО ПЛАНАХ РАССКАЗАЛ В ИНТЕРВЬЮ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПО БУРЕНИЮ И КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» АЛЕКСЕЙ РЫБАЛКИН

THIS YEAR, NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ LLC, A SUBSIDIARY OF PJSC NOVATEK, THE LARGEST INDEPENDENT PRODUCER OF NATURAL GAS IN RUSSIA AND ONE OF THE LEADERS IN THE PRODUCTION, PROCESSING AND MARKETING OF HYDROCARBONS WILL CELEBRATE ITS 25TH ANNIVERSARY. DURING 25 YEARS, THE MAIN-EMPLOYMENT ENTERPRISE OF THE TOWN OF TARKO-SALE HAS MADE A HUGE CONTRIBUTION TO THE DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX BOTH IN THE YANAO AND IN RUSSIA AS A WHOLE. TODAY NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ IS A GOOD EXAMPLE OF COORDINATED WORK BY MANAGEMENT AND A TEAM OF LIKE-MINDED PROFESSIONALS AIMED AT ATTAINING NEW LABOUR ACHIEVEMENTS. ALEXEY RYBALKIN, DEPUTY DIRECTOR GENERAL FOR DRILLING AND WELL WORKOVER OF NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ LLC, SPOKE ABOUT THE ALLURE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY TO PROFESSIONALS, PRODUCTION ACHIEVEMENTS OF THE COMPANY AND UPCOMING PLANS

Ключевые слова: *нефтедобыча, топливно-энергетический комплекс, капитальный ремонт скважин, Сибирская Сервисная компания, НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ, поисково-разведочное и эксплуатационное бурение, нефтесервис.*

– Алексей Александрович, за период Вашей трудовой деятельности насколько изменилась технология бурения нефтяных и газовых скважин? Есть ли место романтике в профессии современного буровика?

– За пятнадцать лет (ровно столько работаю в бурении) нефтегазодобывающая отрасль однозначно шагнула далеко вперед. Если раньше, к примеру, начинали бурить с помощью ведущей бурильной трубы, то сейчас буровые установки оснащены системами верхних приводов, применяется технология с использованием роторной управляемой системы. Скважины становятся все сложнее с большим отклонением от вертикали. На буровых установках более старого поколения можно было бурить до определенных глубин. В основном строили наклонно-направленные скважины, а сейчас практически все с горизонтальным окончанием. В настоящее время ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» преимущественно бурит скважины с горизонтальными участками по протяженности до 1200–1500 метров и на залежах с большим пластовым давлением.

Кроме этого, заметно улучшились социально-бытовые условия. Я довольно часто бываю на производственных площадках, общаюсь с работниками, поэтому могу сказать, что персонал доволен условиями труда и жизнеобеспечения.

Есть ли место романтике? Думаю, цивилизация несколько вытеснила это понятие. Но одно неизменно – важность команды. Буровая бригада – это единый механизм, каждый в ней – неотъемлемая часть большой системы на сложном и опасном производственном объекте. На буровиках лежит колоссальная ответственность, их профессия сопряжена с тяжелым физическим трудом и требует выносливости. Выдержать нагрузку под силу не каждому – лишь преданным выбранному делу, мужественным и смелым, каковыми являются все те, кто связал свою жизнь с нефтегазодобывающей отраслью.

ФАКТЫ

1200–1500 м

преимущественная протяженность горизонтальных участков скважин, пробуренных ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

– Полагаю, именно таким является коллектив ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» и персонал подрядных организаций Вашей компании. А что бы Вы могли рассказать о Ямальском филиале ССК как о подрядчике?

– Начну с того, что с Ямальским филиалом Сибирской Сервисной Компании ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» сотрудничает на протяжении более семи лет. Если углубиться в историю, то сначала работали со Стрежевским подразделением, которое в связи с перебазировкой в ЯНАО было переименовано в Ямальский филиал. На сегодняшний день ССК входит в топ-5 российских буровых компаний, а ее северное подразделение занимает одну из лидирующих позиций среди наших подрядчиков. Есть, конечно, и плюсы, и минусы. Но стоит отметить, что многое изменилось за

последние два с половиной года: унифицирован весь парк буровых установок, сформирована профессиональная команда, которая успешно выполняет поставленные задачи как по количеству построенных скважин, так и по метрам проходки. Все текущие вопросы решаются в рабочем порядке, оперативно и без чрезмерного привлечения аппарата управления. Всего силами Ямальского филиала построены 28 эксплуатационных скважин на Восточно-Таркосалинском и Восточно-Тазовском месторождениях. Только за неполные четыре месяца текущего года пробурены четыре эксплуатационные скважины, где общее опережение по сетевому графику строительства составило более 25 суток. Все скважины пробурены с ускорением, коммерческая скорость увеличена с 2884 до 4130–4360 метров в станко-месяц. В первом квартале 2019 года коммерческая скорость бурения на Восточно-Таркосалинском месторождении составила 4200 метров при плановой 3700 метров.

– Вы отметили, что Ямальский филиал занимает лидирующее положение среди подрядных организаций ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Какие показатели учитываются при оценке?

– В первую очередь оцениваем сроки строительства скважин, техническую и технологическую оснащенность, учитываем количество минимального непроизводительного времени, отсутствие аварийности и организацию работы в целом.

Также пристальное внимание уделяем вопросам повышения надежности эксплуатации оборудования на опасных производственных объектах, сохранения целостности природной среды, улучшения социально-бытовых условий труда, безопасности жизни и здоровья работников. С этой целью регулярно проводится аудит с выездом на производственные объекты. По Ямальскому филиалу можно сказать, что подрядная организация стремится следовать нормативным требованиям и устраняет в срок выявленные замечания. В рамках соблюдения экологических требований при бурении скважин используется технология безамбарного бурения.

Для нас, как для заказчиков, важно не столько количество, сколько качество и безопасность во всем. Того же требуем и от своих подрядчиков.

– А что еще отличает Ямальский филиал ССК от других сервисных компаний?

– Умение и способность в кратчайшие сроки и безо всяких отклонений произвести работу по мобилизации и монтажу буровых установок. Последняя перебазировка двух буровых установок БУ 5000/320 ЭК-БМЧ была с 23-го и 42-го куста Восточно-Таркосалинского месторождения на кустовые площадки № 2 и № 3 Восточно-Тазовского НГКМ. А это достаточно большое расстояние. Тем не менее все было организовано должным образом.

ФАКТЫ

Более 25

суток – общее опережение по сетевому графику строительства эксплуатационных скважин за неполные четыре месяца

4200 м

составила коммерческая скорость бурения на Восточно-Таркосалинском месторождении в 1-м квартале 2019 г.

Вообще в бурении, на мой взгляд, две составляющих успеха. Первая – команда, начиная от буровых бригад, заканчивая руководящим составом. Вторая – оборудование и техническое оснащение, отвечающее всем современным требованиям строительства скважин. Аппарат управления ССК понимает, что только при сложении данных слагаемых можно успешно реализовать поставленные задачи, поэтому старается руководствоваться этим правилом.

– Каковы планы на ближайшее время у Вашей компании?

– Завершить строительство объектов на Северо-Русском месторождении в Тазовском районе ЯНАО. Планируется, что в текущем году с этого участка пойдет первый газ. Обозначены два этапа. Первый – сеноманская технологическая линия, запуск которой намечен в 2019 году. Второй – валанжинская технологическая линия, ввод которой в эксплуатацию запланирован в первой половине 2020 года.

В настоящее время силами Ямальского филиала начато бурение скважин на кустовых площадках № 1 и № 2 Восточно-Тазовского месторождения. Данные скважины длиной по стволу до 6000 метров будут гораздо сложнее в исполнении. До этого ССК, насколько я знаю, такие еще не строил. Уверен, что совместными усилиями справимся с поставленной задачей.

В прошлом году на этом же месторождении на кустовой площадке № 3 довольно показательно выполнены работы по бурению четырех скважин длиной по стволу свыше 5000 метров. По результатам их испытания ожидаемый дебит подтвердился.

– В завершение Ваши пожелания коллегам, компаниям-партерам, подрядным организациям.

– Стабильности, процветания, безаварийных метров проходки, а работникам и их семьям – благополучия, здоровья и успехов.

KEYWORDS: *oil production, fuel and energy complex, workover, Siberian Service company, NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ, exploration and production drilling, oil service.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

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

ППД

Опыт разработки и внедрения систем подготовки воды в промысловых условиях

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НАПРЯМУЮ ЗАВИСИТ ОТ НАЛИЧИЯ ТВЕРДЫХ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ. ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРЕБУЕМОГО ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА ВОДЫ БЫЛА РАЗРАБОТАНА И ВНЕДРЕНА МОДУЛЬНАЯ СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ВОДЫ (СПВ). МАЛЫЕ ГАБАРИТЫ И МОДУЛЬНОСТЬ СПВ ПОЗВОЛЯЕТ ДОСТИГАТЬ ТРЕБУЕМЫХ УСЛОВИЙ РАБОТОСПОСОБНОСТИ И ОБЛЕГЧАЕТ МОНТАЖ И ОБСЛУЖИВАНИЕ НА РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТАХ СИСТЕМЫ ППД

THE EFFECTIVENESS OF THE APPLICATION OF RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEMS DIRECTLY DEPENDS ON THE PRESENCE OF SOLID SUSPENDED PARTICLES IN THE PROCESS AND FORMATION FLUID. TO ENSURE THE REQUIRED HIGH QUALITY OF WATER, A MODULAR WATER TREATMENT SYSTEM (WTS) WAS DEVELOPED AND IMPLEMENTED. THE SMALL SIZE AND MODULARITY OF THE WTS ALLOWS TO ACHIEVE THE REQUIRED PERFORMANCE CONDITIONS AND FACILITATES INSTALLATION AND MAINTENANCE AT VARIOUS FACILITIES OF THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEMS

Ключевые слова: *система ППД, качество воды, ТВЧ, механические примеси, система подготовки воды, СПВ, блок фильтров.*

УДК 684

Ивановский Владимир Николаевич,
заведующий кафедрой МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, профессор, д.т.н

Сабиров Альберт Азгарович,
заведующий кафедрой МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, профессор, д.т.н

Деговцов Алексей Валентинович,
доцент кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина к.т.н.

Булат Андрей Владимирович,
доцент кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н.

Салихова Алина Рамилевна,
аспирант кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Эффективность применения систем поддержания пластового давления напрямую зависит от наличия твердых взвешенных частиц в технологической и пластовой жидкости. Наличие ТВЧ снижает эффективность операций поддержания пластового давления (ППД) и промысловой подготовки нефти (ППН) за счет:

- абразивного износа наземного и скважинного оборудования;
- снижения приемистости призабойной зоны пласта нагнетательных скважин;
- увеличения расхода реагентов при разделении продукции скважины при ППН.

Именно поэтому количество и размер ТВЧ в воде строго регламентируются стандартами предприятий (СТП) и отраслевыми стандартами (ОСТ).

В отраслевом стандарте ОСТ 39-225-88 (таблица 1) жестко регламентируется допускаемый размер и содержание механических примесей и нефти в зависимости от проницаемости коллектора.

Данный стандарт не учитывает «грязеемкость» коллектора, зависящую от мощности пласта, а также приоритет размеров взвешенных частиц по отношению к их количеству. Некоторые предприятия разрабатывают уточняющие СТП с учетом особенностей коллекторов.

ТАБЛИЦА 1. Требования к качеству воды систем ППД

Показатель	Проницаемость пористой породы коллектора, мкм²	
	до 0,1	свыше 0,1
Допустимое содержание в воде механических примесей, мг/л	3	5
Допустимое содержание в воде нефти, мг/л	5	10
Допускаемый размер частиц механических примесей (не менее 90 %), мкм	1	5

Для обеспечения требуемого высокого качества воды, была разработана модульная система подготовки воды – СПВ. В зависимости от условий работы может включать в себя до двух ступеней очистки (рис. 1). Первая ступень – это циклонный сепаратор механических примесей необходимой пропускной способности, вторая ступень – фильтрующая часть с блоком фильтроэлементов [1].

В зависимости от требований к СПВ в первую очередь назначения и тонкости очистки предлагается к использованию различные конструкции.

На рис. 2 (а) представлена одноступенчатая СПВ, которая используется для очистки рабочей жидкости, подаваемой к установке струйного насоса (УСН), установленного в боковой ствол малого диаметра (БСМД). Первая ступень включается в комплект поставки УСН и устраняет вероятность засорения и абразивного износа сопла насоса, что обеспечивает сохранение работоспособности насоса.

Схема на рис. 2 (б) – наиболее распространенный вариант: установка двухступенчатой СПВ для очистки воды непосредственно на устье нагнетательной скважины. Такой вариант размещения удаляет не только механические примеси, которые могут присутствовать в воде, но и продукты коррозии трубопроводов, соединяющих элементы системы ППД. Тем самым гарантируется качество воды, которая поступает в скважину. Данные варианты установки предназначены для индивидуальной очистки воды на устье скважины.

На сегодняшний день пропускная способность СПВ (до 800 м³/сут) позволяет располагать ее на входе или выходе КНС или водораспределительной гребенки для обслуживания нескольких скважин (рис. 3). В случае размещения как показано на рис. 3 (б), установка позволит защитить от абразивного износа насосную установку и за счет низкого рабочего давления будет менее металлоемка и ниже по стоимости.

Одной из разновидностей размещения установки СПВ на входе в насосную установку является использование СПВ на устье скважины с шурфовой установкой (рис. 4). За счет применения СПВ достигается защита от абразивного износа

РИС. 1. Двухступенчатая система подготовки воды

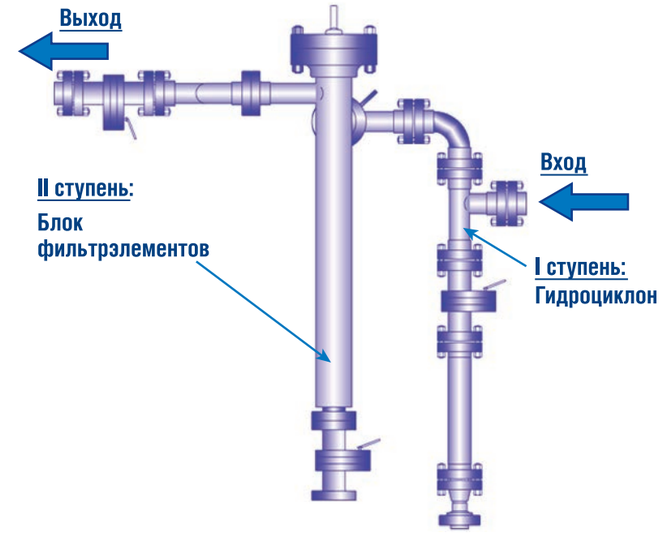


РИС. 2. Схемы использования установки СПВ

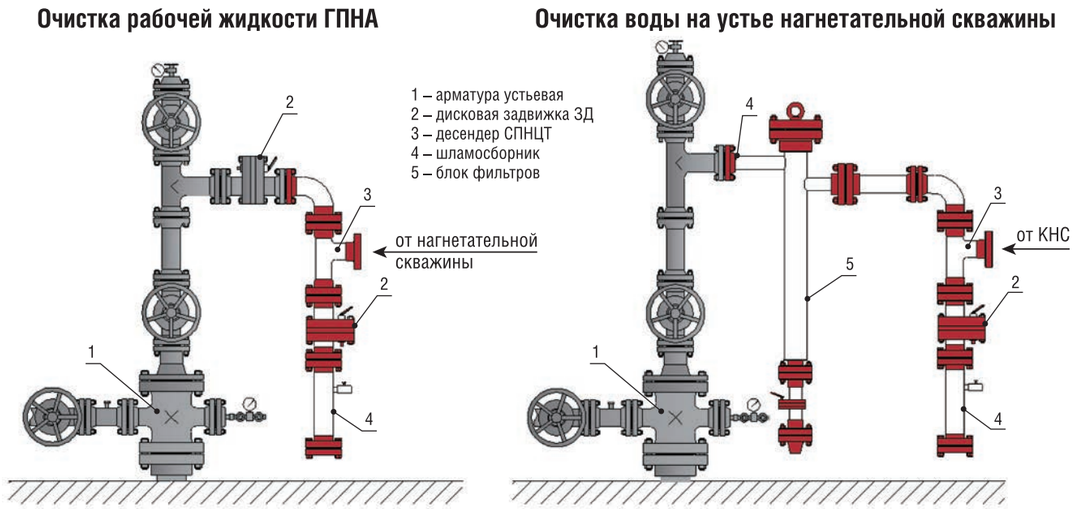


РИС. 3. Схема установки СПВ на выходе (а) и входе (б) КНС

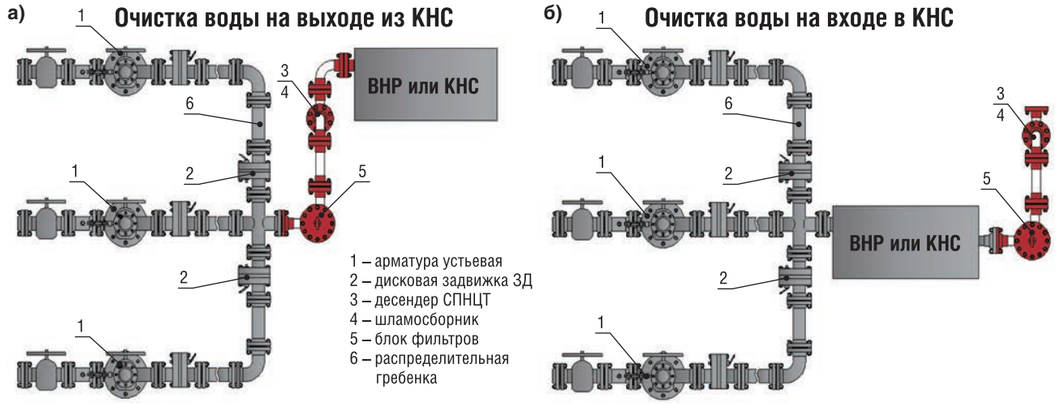
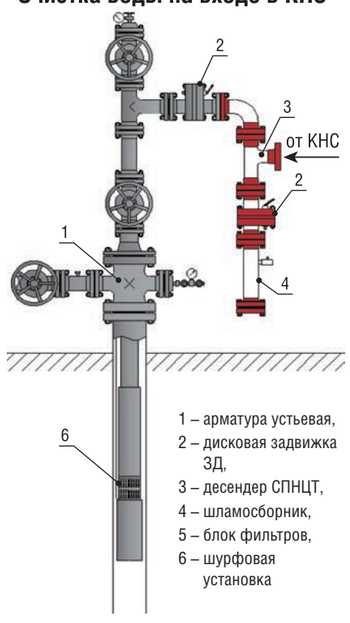


РИС. 4. Схема установки СПВ на устье шурфовой установки



и засорения погружного насоса, демонтаж которого требует привлечение бригады ПРС.

На рис. 5 представлен вариант размещения СПВ на установке первичного сброса воды (УПСВ) между двумя сепарационными емкостями. Преимуществом этого варианта является отсутствие необходимости выезда на устье скважины для контроля работы и очистки СПВ. Обслуживающий персонал может своевременно провести очистку и тем самым продлить срок эффективного использования блоков фильтроэлементов.

Такая схема установки была реализована на месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Как показали испытания, КВЧ снизилось с 57,3 до 19,5 мг/л, содержание остаточной нефти – с 107,4 до 59 мг/л, а средний размер частиц – с 4 до 2,5 мкм. Максимальный размер частиц снизился с 29,5 до 10,4 мкм, причем более 40 % частиц в очищенной воде имеют размер не более 1,39 мкм [1, 3].

В таблице 2 представлены технические характеристики установок СПВ, серийно выпускаемых на сегодняшний день.

Для проведения испытаний установки СПВ с целью определения эффективности сепарации, перепада давления при различных условиях эксплуатации (подача жидкости, размер и содержание ТВЧ), времени засорения и регенерирующих способностей, а также для опрессовки сварных соединений, был разработан и на базе предприятия-изготовителя собран испытательный стенд [3, 4].

В результате проведенных стендовых испытаний установки очистки воды СПВ-80х21-800, коэффициент сепарации первой ступени составил 98,8 %. Оставшиеся механические примеси были успешно очищены во второй ступени.

РИС. 5. Схема СПВ на установке первичного сброса воды

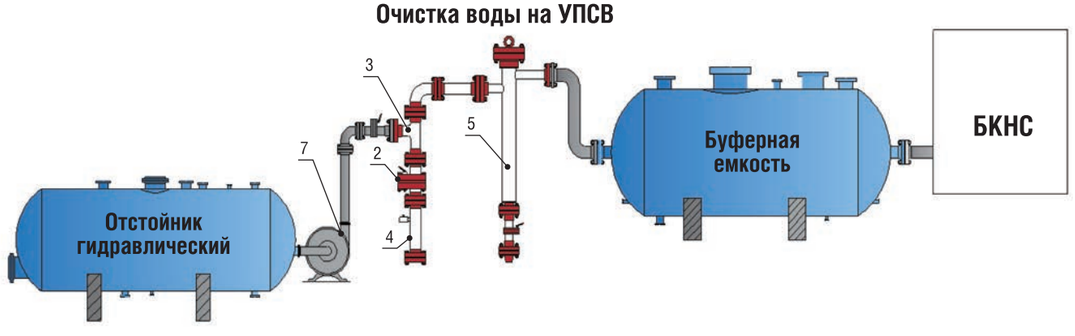


ТАБЛИЦА 2. Техническая характеристика установок СПВ

№ п/п	Параметр	Обозначение	Ед. измерения	Значение		
				СПВ-65х21-250	СПВ-80х21-400	СПВ-80х21-800
1	Пропускная способность	Qmax	м³/сут	250	400	800
2	Рабочее давление	$P_{раб}$	МПа	21	21	21
3	Диаметр сепаратора СПНЦТ	DСПНЦ	мм	89	114	114
6	Высота максимальная	Hmax	мм	2 000	2 400	2 400
9	Ширина	B	мм	2 210	2 240	2 240
10	Длина	L	мм	2 000	2 360	2 360
13	Тип соединения слива			по требованию заказчика (глухой фланец или БРС)		

Перепад давления при подаче 600 м³/сут составил не более 7 атм (рис. 7). Установка СПВ успешно прошла опрессовочные испытания давлением 25 МПа.

На сегодняшний день достигнута пропускная способность установки СПВ 800 м³/сут. Произведено и эксплуатируется более 60-ти установок СПВ во многих нефтегазовых компаниях России, а также на месторождениях Казахстана и Румынии.

Успешно были проведены ОПИ и внедрены установки СПВ в компаниях: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», АО «Мессояханефтегаз» и ТПП «РИТЭК Белоярскнефть» [2, 4].

В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ОПИ признаны неуспешными из-за невыполнения условия по перепаду давления. ●

РИС. 6. Схема испытательного стенда

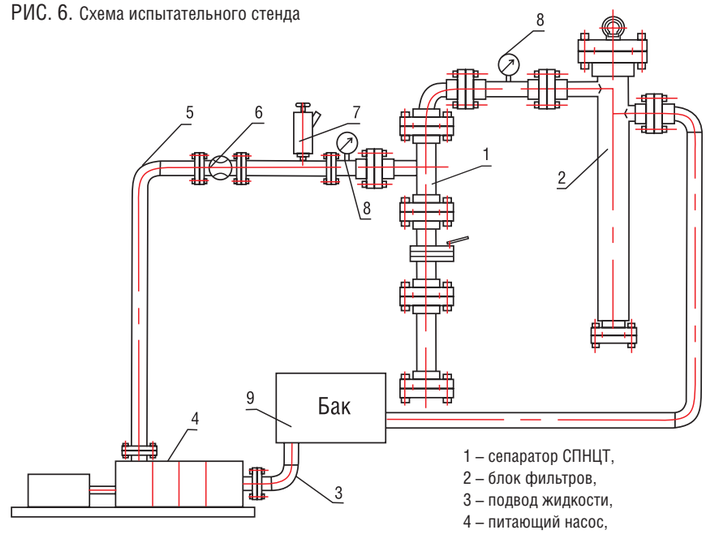
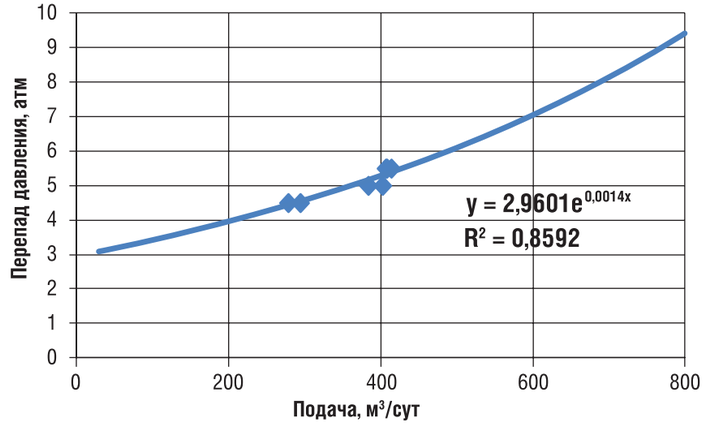


РИС. 7. График зависимости перепада давления на СПВ от подачи жидкости



Литература

1. *В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Деговцов, С.С. Пекин, И.А. Мерициди, А.В. Усенков, А.Р. Брезгин, А.Ю. Дурбажев, Т.А. Сюр, И.С. Пятов «Разработка сепарационной установки и технологии подготовки воды для систем ППД», НТЖ «Территория Нефтегаз», № 3 / 2015, с. 26–32.*
2. *В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Булат «Малогабаритные установки подготовки воды для нужд ППД и ППН», «Инженерная практика», № 1–2 / 2016, с. 90–94.*
3. *И.С.Пятов, Л.В.Воробьева, А.В.Булат «Блоки фильтрующие со структурой ППМ и ППМ-УР. Эффективное, проверенное решение для систем ППД», «Бурение и нефть», № 4 / 2019, с. 65–67.*
4. *В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Булат, В.А. Волгарев, С.Н. Хайруллин «Анализ результатов опытно-промысловых испытаний системы подготовки воды на объекте АО «Мессояханефтегаз», НТЖ «Территория Нефтегаз», № 4 / 2019, с. 38–43.*

KEYWORDS: *reservoir pressure maintenance system, water quality, suspended particulate matters, Water Treatment System, WTS, filter unit.*

ПРОДУКТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

РЕКЛАМА

СНИЖЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ ПОТЕРЬ, ВЫЗВАННЫХ ПРОСТОЕМ СКВАЖИНЫ И ЗАМЕНОЙ ИЛИ РЕМОНТОМ ОБОРУДОВАНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ДОБЫЧУ НЕФТИ, НЕВОЗМОЖНО БЕЗ ЭФФЕКТИВНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДОБЫВАЕМОГО ПРОДУКТА. НЕФТЬ И ГАЗ НАХОДЯТСЯ В ПОРАХ, ТРЕЩИНАХ И ПУСТОТАХ ГОРНОЙ ПОРОДЫ. НАИБОЛЕЕ ХОРОШИМИ КОЛЛЕКТОРАМИ, ИМЕЮЩИМИ ВЫСОКУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА, ЯВЛЯЮТСЯ ПЕСКИ, ПЕСЧАНИКИ, ИЗВЕСТНЯКИ И ИХ КОНГЛОМЕРАТЫ. ПРИ ОТКАЧКЕ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ СУФФОЗИИ ВЫНОСЯТСЯ НАИБОЛЕЕ МЕЛКИЕ ФРАКЦИИ ПЕСКА И ЧАСТИЦЫ ПОРОДЫ, ЧТО ПРИВОДИТ К БЫСТРОМУ ИЗНОСУ И ВЫХОДУ ИЗ СТРОЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

REDUCING FINANCIAL LOSSES CAUSED BY THE DOWNTIME OF OIL WELLS AND THE REPLACEMENT OR REPAIR OF OIL-PRODUCING EQUIPMENT IS IMPOSSIBLE WITHOUT EFFECTIVE FILTRATION OF THE PRODUCT BEING EXTRACTED. CRUDE OIL AND NATURAL GAS ARE FOUND IN THE PORES, CRACKS AND VOIDS OF ROCKS. THE BEST RESERVOIRS WITH HIGH PERMEABILITY FOR OIL AND GAS ARE SANDS, SANDSTONES, LIMESTONES AND THEIR CONGLOMERATES. WHEN PUMPING OIL AS A RESULT OF SUFFUSION, THE SMALLEST FRACTIONS OF SAND AND ROCK PARTICLES ARE CARRIED OUT, WHICH LEADS TO RAPID WEAR AND FAILURE OF OIL-PRODUCING EQUIPMENT

Ключевые слова: *оборудование для нефтедобычи, простой скважины, технологии заканчивания скважин, спуско-подъемные операции, скважинные фильтры.*

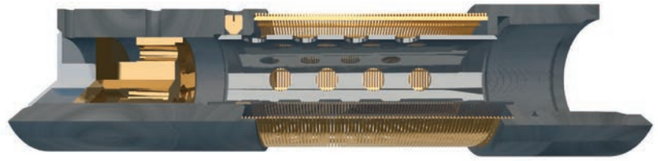
Сергей Белоусов,
главный специалист
УК ООО «ТМС групп»

Прогрессивные технологии заканчивания скважин предполагают установку фильтров в интервале продуктивного горизонта для предотвращения выноса механических частиц и разрушения призабойной зоны в слабоцементированных коллекторах. Фильтры спускаются на колонне обсадных труб.

Общими требованиями, предъявляемыми к скважинным фильтрам, являются: максимальное проходное сечение фильтрующего элемента и минимальная кольматация его проходного сечения во время работы. При выборе фильтра учитываются гранулометрический состав горной породы, то есть количественное содержание в породе разных по размеру зерен в процентах для каждой фракции, пористость, вязкость в пластовых условиях добываемого продукта, проницаемость пласта, дебит скважины, пластовое давление, температура, размер обсадной колонны, химико-физическая характеристика добываемого продукта и т.д.

В последние десятилетия на смену традиционным сетчатым фильтрам пришли щелевые скважинные фильтры, которые имеют ряд преимуществ в сравнении с сетчатыми. Они дают увеличение поверхности фильтрации за счет оптимизации геометрических размеров проволоки треугольного V-образного сечения, в результате чего увеличивается дебитность скважины, уменьшается интенсивность нагрузки на фильтр и увеличивается срок его службы. В них – большее количество опорных элементов, за счет чего

увеличиваются прочностные характеристики как в осевом, так и в радиальном направлении. В качестве преимущества выступают также коррозионностойкость и жаропрочность материала, из которого изготавливаются элементы щелевого фильтра.



«ТМС групп» успешно выпускает скважинные фильтры диаметром от 73 мм до 273 мм, а также всю необходимую оснастку для установки фильтров в скважину

В них отсутствуют изломы и грани в местах контактной сварки, что исключает вероятность возникновения коррозии при длительной эксплуатации. Кроме того, щелевые скважинные фильтры легко восстанавливают работоспособность после промывки, кислотной обработки наружной фильтрующей поверхности благодаря её открытости и полированности.

При установлении фильтра в интервале продуктивного пласта скважины, он непосредственно контактирует с коллектором, и фильтруемая среда проходит через щели фильтрующего элемента, а далее через отверстия в перфорированной трубе – во внутреннюю полость трубы, откуда перекачивается к устью скважины.

УК ООО «ТМС групп» успешно выпускает скважинные фильтры диаметром от 73 мм до 273 мм, а также всю необходимую оснастку для установки фильтров в скважину.

Корпус фильтра выполнен в виде перфорированной трубы, на которой крепится фильтрующий элемент, с размером щели фильтрующего элемента от 0,15 до 1,25 мм. Размер зерен нефтеносных пород, как правило, составляет от 0,2 до 1,5 мм.

Фильтры, изготовленные УК ООО «ТМС групп», прошли промышленные испытания в системе ПАО «Татнефть», ПАО «Лукойл» и ПАО «Роснефть», зарекомендовав себя с лучшей стороны, заслужили высокую оценку промысловиков.

Если до последних лет сектор применения щелевых фильтров был относительно узок, теперь эксплуатационные колонны все большей части вновь пробуриваемых скважин комплектуются щелевыми фильтрами. По мере накопления опыта эксплуатации ФСЩ промысловики убеждаются в их преимуществах. Пример нефтегазодобывающих управлений главной нефтяной компании республики оказался заразительным и для малых

Фильтры, изготовленные «ТМС групп», успешно прошли промышленные испытания в системе ПАО «Татнефть», ПАО «Лукойл» и ПАО «Роснефть»

нефтяных компаний Татарстана, которые проявляют активный интерес к щелевым фильтрам **ФСЩ-SLIDE**, **ФСЩ-SPONGE** и **ФСЩ-SILVERLINE** производства УК ООО «ТМС групп».

В настоящее время потребность в ФСЩ в нашей стране составляет примерно 40 тысяч штук в год, их производством занимаются несколько предприятий. Фильтры находят применение не только в нефтяной промышленности, но и в других отраслях народного хозяйства. У УК ООО «ТМС групп» в этой области свое конкретное направление: компания специализируется на производстве ФСЩ для обсадных колонн нефтяных скважин (**ФСЩ-SILVERLINE**) и ФСЩ для штанговых глубинных насосов (**ФСЩ-SLIDE**, **ФСЩ-SPONGE**). **ФСЩ-SLIDE** – фильтр самоочищающийся, в нижней части фильтра, в расточке корпуса фильтра установлен золотник, который вступает в работу в случае полного засорения фильтрующего элемента. За счет перепада давления внутри корпуса фильтра и в заглушке под золотником. Возвратно-поступательное движение золотника, вызванное движением добываемой жидкости, обеспечивает самоочищение фильтра.

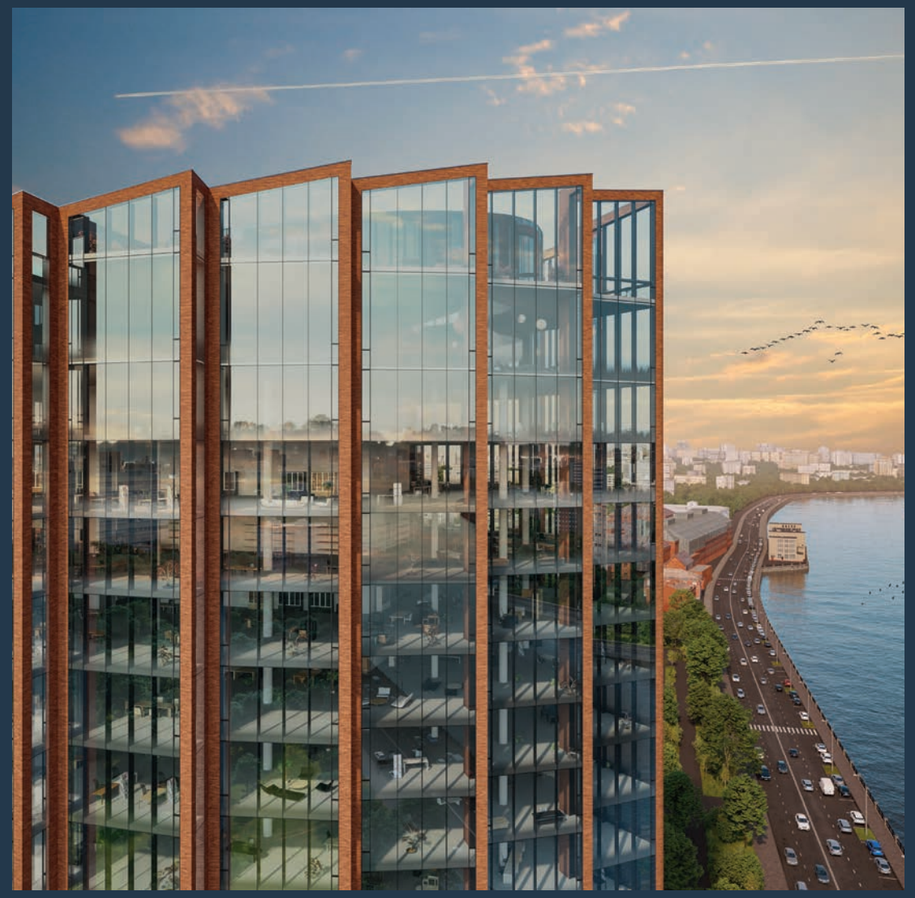
В ближайшей перспективе с учетом заказов потребителей имеются новые разработки конструкций для совместной эксплуатации со вставными ШГН Ø 32 мм.

В дальнейшем предполагается выпуск фильтров с внутренним фильтроэлементом, расположенным внутри корпуса. Фильтры данной конструкции имеют возможность многоразового использования, то есть несколько циклов спуско-подъёмных операций в скважине. ●

Keywords: *equipment for oil production, simple wells, well completion technology, lifting operations, well filters.*

ТМС ГРУПП

KR PROPERTIES
Девелопер уникальных проектов



DM Tower

БИЗНЕС-ЦЕНТР КЛАССА А

ВЫШЕ СВОЕГО ОКРУЖЕНИЯ

Продажа офисов с панорамными видами
на набережную Москвы-реки

Новоданиловская набережная, 10а (495) 780 40 40 dmtower-bc.ru

РЕКЛАМА. ЗАСТРОЙЩИК ООО «ДМ ТАУЭР». ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ DMTOWER-BC.RU

РЕКЛАМА. РАССРОЧКУ ПРЕДОСТАВЛЯЕТ ЗАСТРОЙЩИК АО «ЗУБОВСКАЯ, 7». ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ ROZAROSSA.RU

РАССРОЧКА 0%
ОТ ДЕВЕЛОПЕРА

KR PROPERTIES
Девелопер уникальных проектов

ROZAROSSA

КОМПЛЕКС АПАРТАМЕНТОВ

В РИТМЕ ЖИЗНИ СОВРЕМЕННЫХ СЕМЕЙ

Дизайн by Piero Lissoni Сервис by Metropol Hotel

Хамовники, ул. Зубовская, 7 rozarossa.ru (495) 780 40 40

Neftegaz.RU
номер 6/2019 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ЧЕРНЫЕ СЛАНЦЫ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Рихванов Леонид Петрович,
д.г.-м.н., профессор,
профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Усольцев Дмитрий Георгиевич,
аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Шалдыбин Михаил Викторович,
к.г.-м.н., заведующий сектором литологии лаборатории седиментологии
ОАО «ТомскНИПИнефть»

Соктоев Булат Ринчинович,
к.г.м.н.,
старший преподаватель отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ. СОГЛАСНО ПОЛУЧЕННЫМ ДАННЫМ СВИТА НЕОДНОРОДНА ПО СВОЕМУ СОСТАВУ. ВЫДЕЛЕНЫ КАРБОНАТНЫЙ И АЛЮМО-КРЕМНИСТЫЙ (С ПЕРЕМЕННЫМ КОЛИЧЕСТВОМ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ, ХЛОРИТА И ИЛЛИТА) ЛИТОТИПЫ. ПОКАЗАНО, ЧТО БЕСКАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ, НАСЫЩЕННЫЕ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ, ОБОГАЩЕНЫ NI, ZN, MO, BA, GD, DY, AU, U И НЕКОТОРЫМИ ДРУГИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА ВЫЯВЛЕНЫ ТРИ ГРУППЫ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ: «ФОСФАТОФИЛЬНАЯ», «ХАЛЬКОФИЛЬНАЯ» И «КЛАСТОФИЛЬНАЯ». С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СКАНИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ ВЫЯВЛЕНЫ МИКРОМИНЕРАЛЬНЫЕ ФАЗЫ РЯДА ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ: БАРИТ, ПИРИТ, ЗОЛОТО И ДР. ВЫДЕЛЕНО ТРИ ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ УРАНА: РАССЕЯННЫЙ – В МАТРИЦЕ ПОРОДЫ; СОРБИРОВАННЫЙ – НА ОРГАНИЧЕСКОМ ВЕЩЕСТВЕ И СОБСТВЕННЫЕ УРАНОВЫЕ МИНЕРАЛЫ (КОФФИНИТ, НАСТУРАН). УСТАНОВЛЕНЫ ВЕРОЯТНЫЕ ПРИЧИНЫ ОБОГАЩЕНИЯ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ УРАНОМ

THE RESULTS OF A COMPREHENSIVE MINERALOGICAL AND GEOCHEMICAL STUDY OF THE BAZHENOV FORMATION ROCKS. ACCORDING TO THE DATA OBTAINED, THE FORMATION IS HETEROGENEOUS IN ITS COMPOSITION. CARBONATE AND ALUMINUM-SILICEOUS (WITH A VARIABLE AMOUNT OF CLAY MINERALS, CHLORITE AND ILLITE) LITHOTYPES WERE IDENTIFIED. IT IS SHOWN THAT CARBONATE-FREE ROCKS SATURATED WITH ORGANIC MATTER ARE ENRICHED WITH NI, ZN, MO, BA, GD, DY, AU, U AND SOME OTHER ELEMENTS. CLUSTER ANALYSIS REVEALED THREE GROUPS OF CHEMICAL ELEMENTS: "PHOSPHATOPHILE", "CHALCOPHILE" AND "CLASTOPHILE". USING THE METHOD OF SCANNING ELECTRON MICROSCOPY WE REVEALED MINERAL PHASES OF SOME CHEMICAL ELEMENTS: BARITE, PYRITE, GOLD, ETC. THERE ARE THREE OCCURRENCE FORMS OF URANIUM: DISSEMINATED – IN THE MATRIX OF ROCKS; SORBED – ON ORGANIC MATTER, AND URANIUM MINERALS (COFFINITE, PITCHBLENDE). THE PROBABLE REASONS OF BAZHENOV FORMATION ROCKS ENRICHMENT BY URANIUM ARE ESTABLISHED

Ключевые слова: *баженовская свита, геохимия, минеральный состав, уран.*

УДК 552.574:550.4(571.1)

Черные сланцы являются достаточно широко распространенными образованиями во всем мире. Эти породы характеризуются повышенными концентрациями P, U, Mo, V, As, Zn, Cu, Ni, Ag, Au и некоторых других химических элементов (Неручев, 1982; Юдович, Кетрис, 1988; Vine, Tourletot, 1970 и др.). Примером таких черных сланцев на территории Западной Сибири являются породы баженовской свиты.

Отложения баженовской свиты верхней юры (волжский ярус) – нижнего мела (берриасский ярус) распространены повсеместно на территории Западной Сибири, охватывая площадь более 1 млн км^2 при средней мощности 30 м (Брадучан и др., 1986 и др.).

Геохимии микроэлементов в породах баженовской свиты посвящено значительное количество работ (Gavshin, Zakharov, 1996; Занин и др., 2011, 2016; Плуман и др.,1977 и др.). Однако новые данные, полученные за последнее время, существенно расширяют и дополняют работы, в том числе наши (Рихванов и др., 2015; Турышев, 2016 и др.), которые посвящены изучению этих образований.

ФАКТЫ

70 %

толщи сложено терригенными кварц-полевошпатовыми породами с переменными содержаниями каолинита и мусковита

Материалы и методы

Материалом для исследования послужили образцы баженовской свиты, отобранные из керна скважин, вскрывающих данную свиту в пределах Томской и Тюменской областей, Ханты-Мансийского автономного округа. Коллекции образцов для исследования были предоставлены А.В. Ежовой (НИ ТПУ), М.В. Шалдыбиным (ТомскНИПИнефть), В.В. Турышевым (Тюменский индустриальный университет), В.В. Хабаровым (Тюменский индустриальный университет), Е.А. Романовым (Тюмень).

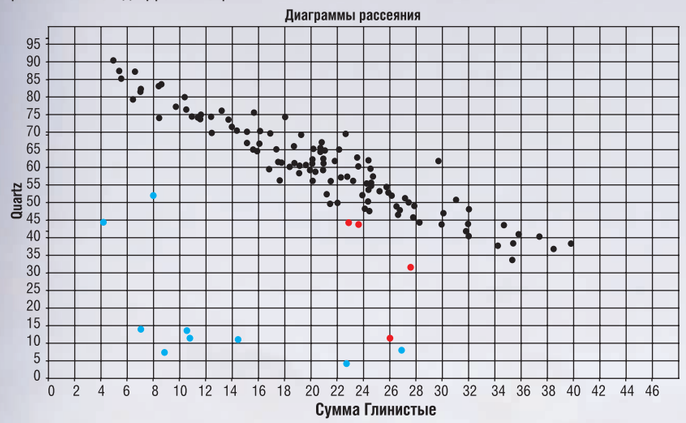
Отобранный материал подвергался комплексному минералого-геохимическому изучению различными аналитическими методами в лабораториях НИ ТПУ, ОАО «ТомскНИПИнефть», ООО «Химико-аналитический центр «Плазма»:

- петрографические исследования (30 шлифов);
- рентгеновская дифрактометрия (132 пробы);
- инструментальный нейтронно-активационный анализ (28 химических элементов, 210 проб);
- масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (63 химических элемента, 10 проб);
- пиролитический метод ($C_{орг}$, 134 пробы);
- сканирующая электронная микроскопия;
- осколочная радиография (f-радиография).

Результаты и их обсуждение

Анализ полученных результатов по данным петрографических, минералогических и химических исследований показал существенное различие состава

РИС. 1. Корреляция содержания кварца и глинистых минералов по данным рентгеновской дифрактометрии



Примечание: здесь и далее черные точки – глинистые породы, синие точки – карбонатные породы; красные точки – пиритсодержащие (более 20 % пирита) породы

пород баженовской свиты, что подтверждает мнение ряда исследователей о том, что в составе свиты существует несколько литотипов пород (Занин и др., 2011, 2016 и др.).

Так, исследование проб с использованием метода рентгеновской дифрактометрии позволило выделить породы карбонатного (кальцит, доломит) состава, с преобладанием доломита (содержание доломита в пробах – до 85 %) – до 25 % объёма всей выборки. Значительно реже (до 5 % от общего количества проб) встречаются пробы кальцитового (содержание кальцита в пробах – до 67 %) состава. Большая часть толщи (до 70 %) сложена терригенными кварц-полевошпатовыми породами

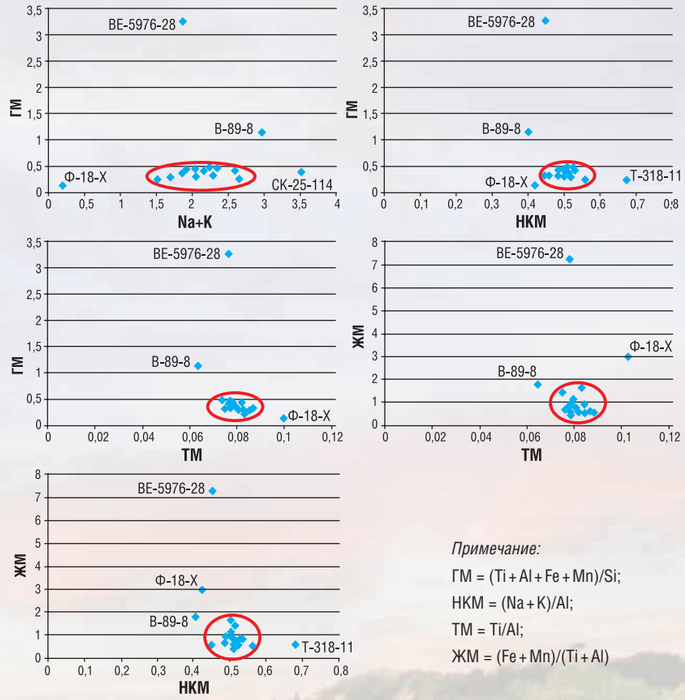
ТАБЛИЦА 1. Элементный состав пород баженовской свиты, г/т

Элемент	$x_{ср} \pm \sigma$	min...max	N	Элемент	$x_{ср} \pm \sigma$	min...max	N
Li	29,85 ± 6,89	12,98...50,98	10	Sn	1,61 ± 0,41	0,26...2,37	10
Be	< 5		10	Sb	**4,86 ± 0,63**	**0,16...35,9**	210
Na*	0,58 ± 0,04	0,01...1,48	210	Te	< 50		10
Mg*	1,11 ± 1,08	0,34...5,34	10	Cs	4,99 ± 0,42	0,1...16,1	210
Al*	4,48 ± 1,34	0,46...7,35	10	Ba	**1995 ± 538**	**120...45665**	210
Si*	23,1 ± 4,04	11,33...28	10	La	24,35 ± 2,7	0,05...255	210
P	1237 ± 792	211...3449	10	Ce	44,72 ± 3,3	2,86...235	210
K*	1,47 ± 0,42	0,11...2,33	10	Pr	5,6 ± 1,36	1,07...7,9	10
Ca*	2,55 ± 0,61	0,036...24,78	210	Nd	23,28 ± 1,71	0,5...100,22	210
Sc	12,51 ± 0,72	1...26,27	210	Sm	3,93 ± 0,41	0,037...23,06	210
Ti	3473 ± 927	469...5328	10	Eu	1,2 ± 0,1	0,038...8,1	210
V	**347 ± 121**	**102,4...677,0**	10	Gd	5,44 ± 1,41	1,36...8,62	10
Cr	74,7 ± 4,8	0,2...222,3	210	Tb	0,7 ± 0,07	0,003...5,507	210
Mn	580 ± 785	84,8...3576,2	10	Dy	4,55 ± 1,24	1,22...7,81	10
Fe*	3,93 ± 0,46	0,52...32,43	210	Ho	0,9 ± 0,28	0,31...1,69	10
Co	27,48 ± 2,67	0,05...151	210	Er	2,68 ± 0,75	0,91...4,59	10
Ni	**162 ± 68**	**52,55...280,07**	10	Tm	0,4 ± 0,11	0,15...0,67	10
Cu	**99 ± 34**	**27,76...163,67**	10	Yb	3,27 ± 0,27	0,29...21,85	210
Zn	**447 ± 49**	**1...2781,2**	210	Lu	0,45 ± 0,03	0,025...3	210
Ga	14,16 ± 3,7	2,23...22,09	10	Hf	2,63 ± 0,19	0,163...9,34	210
Ge	2 ± 0,61	0,9...4,2	10	Ta	0,35 ± 0,04	0,001...1,546	210
As	30,38 ± 3,19	0,05...149,91	210	W	1,24 ± 0,29	0,25...1,75	10
Br	< 0,9		210	Re	**0,18 ± 0,11**	**0,01...0,48**	10
Rb	65,7 ± 5,24	1...177,7	210	Pt	< 0,1		10
Sr	301 ± 51	10...3423	210	Au**	**15,07 ± 2,52**	**1...226**	210
Y	26,56 ± 9,48	10,84...54,98	10	Hg	0,17 ± 0,1	0,05...0,45	10
Zr	108,1 ± 23,5	22,37...144,11	10	Tl	2,78 ± 1,31	0,72...5,96	10
Nb	8,2 ± 2,15	1,28...13,18	10	Pb	15,04 ± 4,18	2,53...25,36	10
Mo	**151,6 ± 88,2**	**1,97...308,49**	10	Bi	0,25 ± 0,07	0,03...0,42	10
Ru	< 0,5		10	Th	6,24 ± 0,47	0,05...22,3	210
Ag	< 0,7		210	U	**38,29 ± 4,05**	**1,84...186,7**	210
Cd	**11,45 ± 7,07**	**0,26...28,12**	10	TOC*	**8,79 ± 0,7**	**0,78...19,65**	132
In	< 0,5		10				

Примечание:
* – содержание дано в %,
** – содержание дано в мг/т,
$x_{ср}$ – среднее,
σ – стандартная ошибка,
min – минимальное значение в выборке,
max – максимальное значение в выборке,
N – количество проанализированных проб, жирным шрифтом выделены химические элементы, превышающие среднее для черных сланцев (*Ketris, Yudovich, 2009*).

РИС. 2. Корреляция содержания $C_{орг}$ и глинистых минералов в баженовской свите

РИС. 3. Распределение пород баженовской свиты на петрохимических модульных диаграммах (Юдович, Кетрис, 2000)



Примечание:
ГМ = (Ti + Al + Fe + Mn)/Si;
НКМ = (Na + K)/Al;
ТМ = Ti/Al;
ЖМ = (Fe + Mn)/(Ti + Al)

с переменными содержаниями каолинита, мусковита, иногда замещённого иллитом. Между содержанием кварца и суммой глинистых минералов наблюдается обратная корреляционная связь (рис. 1). Повсеместно по всей толще распространён (от 1 до 23,7 %) пирит нескольких типоморфных видов. Органическое вещество насыщает всю толщу и придаёт ей чёрный цвет. Его количество колеблется от 0,8 до 20 %, при среднем содержании 8,8 % (табл. 1). Обращает на себя внимание присутствие повсеместно во всех образцах значительного количества барита (до 0,5 %), сфалерита. Следует обратить внимание, что высокие концентрации бария в породах баженовской свиты не могут быть следствием использования баритсодержащих буровых растворов, как на это указывают А.Ю. Бычков с соавторами (Бычков и др., 2016).

Отмечается достаточно значимая положительная корреляционная связь между $C_{орг}$ и пиритом, а также между $C_{орг}$ и суммой глинистых минералов (рис. 2).

Для разделения пород на литологические типы были использованы геохимические подходы Я.Э. Юдовича (Юдович, Кетрис, 2000). Построение модульных диаграмм сделано с определёнными допущениями, так как состав пород представлен не в форме окисных соединений (рис. 3). Анализ модульных диаграмм подтвердил наличие одного основного типа пород и ряда других, имеющих подчинённое значение. В основную группу вошли образцы пород, обогащенных органическим углеродом (больше 6 %). Дальнейшее изучение геохимических особенностей пород баженовской свиты производилось с учётом литотипов.

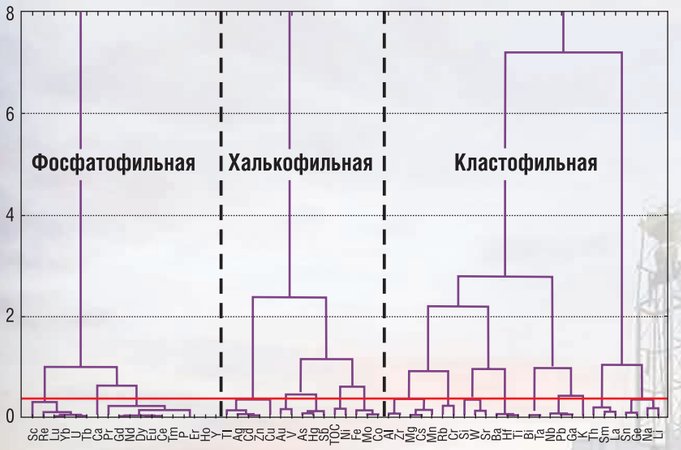
Результаты исследования элементного состава пород баженовской свиты представлены в таблице 1. По сравнению со средними значениями для черных сланцев эти породы обогащены Ni, Zn, Mo, Ba, Gd, Dy, U и некоторыми другими элементами. По своему химическому составу породы баженовской свиты аналогичны куонамской свите кембрия Якутии (рис. 4), что может говорить о сходных режимах накопления. Обращают на себя внимание низкие концентрации Br в обеих нефтематеринских толщах.

Дальнейшие геохимические построения выполнялись только для алюмо-кремнистой группы пород. В расчет не брались породы карбонатного состава.

Для выделения геохимических ассоциаций элементов был использован кластерный анализ. Выделение производилось в пределах обособившейся однородной группы образцов. Анализ результатов показал наличие трех чётко выделившихся

РИС. 4. Диаграмма сравнения элементного состава пород баженовской (J_3–K_1) и куонамской ($Є_{1-2}$) свит (по образцам В.А. Каширцева)

РИС. 5. Дендрограмма корреляционных связей между содержаниями химических элементов в породах баженовской свиты, богатых $C_{орг}$ (более 6 %)



групп химических элементов, которые, на наш взгляд, отражают разные условия накопления формы химических элементов (рис. 5).

Выделились следующие геохимические ассоциации: 1) «фосфатофильная», куда вошли P, Ca, Sc, ряд редкоземельных элементов, Re, U; 2) «халькофильная», в которую вошли преимущественно халькофильные элементы (Ag, Cd, Zn, Cu, Hg, Sb, Au, Mo, Tl), а также некоторые сидерофильные элементы и элементы с переменной валентностью (V, As, Ni, Fe, Co); 3) «кластофильная», в которую вошли Ti, Cr, Zr, Hf, Ta, Nb, Th, W, Sn, Si, Al, Mg, K, Na, Li, Rb, Cs, Sr, Ba, Mn, Bi, Ge, Pb, Ga, Sm, La.

ФАКТЫ

Баженовская свита

включает в свой состав несколько литотипов пород

Высокие содержания ряда элементов, а также обособившиеся геохимические ассоциации находят свое подтверждение при детальном электронно-микроскопическом анализе обнаруживаемых микрофаз. Установленные на данном этапе минеральные фазы представлены в таблице 2.

На сегодняшний день нами (Рихванов и др., 2015; Усольцев, 2016) выделены собственные микрофазы 13 химических элементов, а также группы редкоземельных элементов. Не выявлена форма нахождения Mo, хотя он содержится в породахбаженовской свиты в значительных концентрациях (среднее – 151 г/т).

«Фосфатофильная» группа элементов представлена прежде всего фосфатно-кальциевыми образованиями (реликты живых организмов), в которых обнаруживаются микровключения минеральных фаз U, пространственно связанного с Si (коффинит?). Эти микроминеральные фазы находятся в тесной ассоциации с микроминеральными фазами P-Y (ксенотим), которые содержат также редкоземельные элементы.

«Халькофильная» группа представлена в основном минеральными фазами, связанными с S. По всей вероятности, данные минеральные фазы являются сульфидами (Zn, Fe, As, Cu). Кроме того, данные элементы довольно часто встречаются в «безсульфидных» минеральных фазах, содержащих Ag, а также в виде комплексных интерметаллических соединений (Cu-Zn, Cu-Ni, Cu-Sn-Co, Au-Ag, Sn-Cu-Ni-Fe, V-Ti-Fe и др.). Однако в «халькофильную» группу не вошли следующие элементы: Pb, который, по всей вероятности, представлен сульфидом (галенит); Sr и Ba, которые обнаруживаются в минеральных фазах, по составу соответствующих сульфатам этих элементов (целестин? барит?); Sn, который встречается в самородной форме. Такое накопление химических элементов может быть связано с резко восстановительной обстановкой формирования углеродистых пород, обусловленной сероводородным заражением, что предполагается многими исследователями.

ТАБЛИЦА 2. Химический состав микроминеральных форм в породах баженовской свиты по данным сканирующей электронной микроскопии

Элемент	Состав минеральной фазы и ее характеристика
Zn	Содержание Zn – 51…54 %, размер – 5...40 мкм, элементы спутники: S (25...29 %), Cd (1...2 %), иногда Fe (1 %) (сфалерит?)
U	Содержание U – 37…55 %, размер – 1...3 мкм, элементы спутники: Si (5...8 %) (коффинит?)
Fe	Содержание Fe – 53 %, размер – 10...50 мкм, элементы спутники: S (47 %) (пирит?)
	Содержание Fe –28 %, размер – 5 мкм, элементы спутники: Ti (3 %), V (13 %) (ильменит?)
	Содержание Fe – 67...76 %, размер – 5...20 мкм, элементы спутники: Cr (8...9 %) иногда Ti (16 %) (хромит?)
Ba	Содержание Ba – 51 %, размер – 20...40 мкм, элементы спутники: S (11 %), иногда Ca (8 %) (барит?)
Pb	Содержание Pb – 75...85 %, размер – 2...4 мкм, элементы спутники: S (9...10 %) (галенит?)
Cu	Содержание Cu – 40...59 %, размер – 10 мкм, элементы спутники: Zn (25...35 %) (интерметаллическое соединение)
	Содержание Cu – 42-58 %, размер – 10 мкм, элементы спутники: S (13...22 %), Fe (6...10 %) (борнит?)
	Содержание Cu –72 %, размер – 10 мкм, элементы спутники: Ni (2 %) (интерметаллическое соединение)
	Содержание Cu –57 %, размер – 10 мкм, элементы спутники: Sn (11 %), Co (2 %) (интерметаллическое соединение)
	Содержание Cu – 19 %, размер – 3...10 мкм, элементы спутники: S (36 %), Fe (19 %) (халькопирит?)
Au	Содержание Au – 65...76 %, размер – 3...10 мкм, элементы спутники: Ag (5...7 %), иногда Cu (1...2 %), Fe (1...2 %) (интерметаллическое соединение)
Zr	Содержание Zr – 39...56 %, размер – 3...8 мкм, элементы спутники: Hf (2 %) Si (5%) (циркон?)
Ag	Содержание Ag – 60...77 %, размер – 3...10 мкм (самородное состояние)
	Содержание Ag – 42 %, размер – 3 мкм, элементы спутники: Te (33 %), S (4 %) (цервеллеит?)
РЗЭ	Содержание Ce – 20...30 %, La – 10...20 %, размер – 7...10 мкм, элементы спутники: P (10...12 %), иногда Th (2 %) (монацит?)
	Содержание La –21 %, Ce –16 %, размер – 3...5 мкм (паризит, бастензит?)
	Содержание Y –20 %, размер – 3...5 мкм, элементы спутники: P (12 %), РЗЭ (до 10 %) (ксенотим?)
Sn	Содержание Sn – 30 %, размер – 10 мкм, элементы спутники: Cu (27 %), Ni (15 %), Fe (3 %) (интерметаллическое соединение)
	Содержание Sn – 90 %, размер – 20 мкм (самородное состояние)
V	Содержание V – 24 %, размер – 10 мкм, элементы спутники: Ti (11 %), Fe (1 %) (интерметаллическое соединение)
Sr	Содержание Sr – 39 %, размер – 8 мкм, элементы спутники: S (14 %), Ca (2 %), Ba (3 %) (целестин?)
Bi	Содержание Bi – 48 %, размер – 4 мкм, элементы спутники: Cl (8 %) (бисмоклит?)

РИС. 6. Корреляция содержания рубидия (по данным ИНАА) и глинисто-слюдистых минералов (по данным рентгеновской дифрактометрии) в баженовской толще

«Кластофильная» группа, по всей видимости, представлена терригенной минеральной фракцией, в которой наряду с породообразующими минералами (полевой шпат, слюда, глинистые минералы и др.) присутствует циркон, монацит, хромит, ильменит и другие минералы. О связи редких щелочей и слюды свидетельствует прямая положительная связь между содержанием слюды и рубидия в породе (рис. 6).

Отложения баженовской свиты выделяются среди вмещающих пород повышенной радиоактивностью. Эту особенность пород отмечают все исследователи. Аномальная радиоактивность этих отложений обусловлена прежде всего радиоактивным излучением урана и продуктов его распада (Плуман, 1971; Хабаров и др., 1980).

Геохимии урана в породах баженовской свиты посвящено значительное количество работ. Однако полученные новые материалы расширяют и дополняют работы исследователей, изучавших геохимию этих образований, обсуждая, по крайней мере,

РИС. 7. Гистограмма распределения урана в породах баженовской свиты (N = 210)

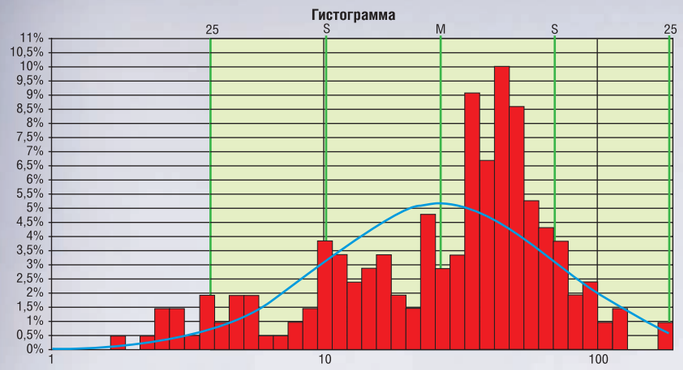
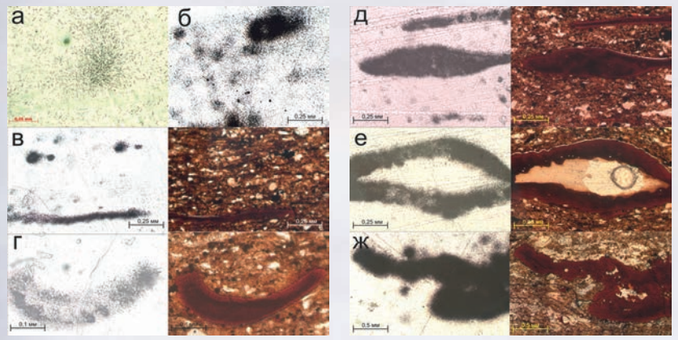


РИС. 8. Характер распределения урана в породах баженовской свиты по данным осколочной радиографии (f-радиографии)



Примечание: а – в терригенной матрице, *б* – приуроченность к локальным скоплениям органического вещества, *в–ж* – приуроченность к створкам раковин

некоторые слабо изученные проблемы, такие как геохимические связи урана в отдельных типах пород, а также формы нахождения этого элемента.

Анализ распределения величины общей радиоактивности по площади в пределах Томской области (Конторович, 2002) показал, что она также непостоянна. Радиоактивность постепенно затухает с запада (более 100 мкР/ч) на восток (40–50 мкР/ч).

Средневзвешенное содержание урана и тория в баженовской свите составляет 38 и 6 г/т соответственно при величине торий-уранового отношения 0,16. Общие ресурсы урана в толще колоссальны и оцениваются разными исследователями от 1 до 3 млрд тонн (И.И. Нестеров, А.Р. Курчиков и др.).

Анализ гистограммы распределения урана (рис. 7) свидетельствует о существовании трёх групп пород по уровням концентрации данного химического элемента. Первый интервал содержаний (от 3 до 6 г/т), скорее всего, соответствует составу терригенной алюмо-кремнистой компоненты горных пород, являющихся петрофондом для формирования геохимического фона осадочной толщи Западно-Сибирской плиты. Второй интервал содержаний (10–30 г/т с максимумом 10–14 и 20–28 г/т) может отражать сингенетичный уран, сорбированный из морской воды на органическом веществе и остатках планктонных и других организмов. Третья группа содержаний урана (30–120 г/т) соответствует совокупности пород, испытавших эпигенетические преобразования и в которых происходило перераспределение урана (максимальный пик содержаний 50–80 г/т) с возможным привносом урана извне.

ФАКТЫ

1 млн км^2

площадь, охватываемая отложениями баженовской свиты на территории Западной Сибири

Исследование особенностей распределения урана в породах толщи, проведённое методом осколочной радиографии (f-радиографии) также указывает на существование трёх форм нахождения данного элемента (рис. 8). Следует отметить, исходя из плотности треков, что уран распространяется в породе неравномерно Наблюдаются участки с большей или меньшей концентрацией урана. Судя по форме выделений сорбированного урана с высокой плотностью треков (содержание U более 30 г/т), эти образования представляют собой раковины и другие остатки отмерших организмов.

На вероятность концентрации урана на этих образованиях указывали некоторые исследователи (Плуман, 1971; Щепеткин и др., 1984). Существование собственных минеральных фаз U установлено при электронно-микроскопических исследованиях (рис. 9).

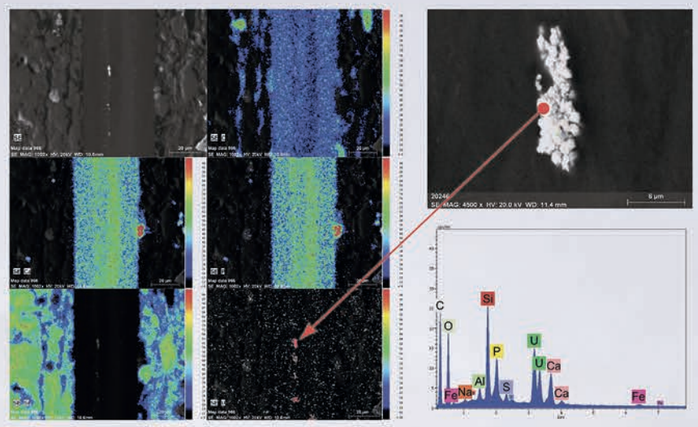
Можно предполагать, что в отложениях баженовской свиты есть два типа накопления рудных элементов (U, Mo): сингенетическое (по схеме сорбционно-биохимических моделей) и эпигенетическое, в том числе с разгрузкой низкотемпературных флюидов в придонные слои в зоне влияния Колтогоровского рифта.

Заключение

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- оценены содержания 63 химических элементов и $C_{орг}$ в породах баженовской свиты, по сравнению с мировыми черными сланцами они обогащены Ni, Zn, Mo, Ba, Gd, Dy, Au, U и некоторыми другими элементами, также данные породы характеризуются низкими концентрациями Br;
- отложения баженовской свиты по составу неоднородны, выявлено присутствие разных литотипов пород, в том числе карбонатного, алюмо-кремнистого с переменными количествами каолинита, хлорита и иллита;
- между содержанием кварца и суммой глинистых минералов в породе установлена обратная корреляционная связь, в то время как между содержанием $C_{орг}$ и содержанием пирита выявлена прямая корреляционная связь;
- по данным кластерного анализа в породах баженовской свиты выделяется несколько групп химических элементов: «фосфатофильная», «халькофильная» и «кластофильная»;
- высокие содержания ряда химических элементов, а также геохимические ассоциации находят свое подтверждение при электронно-микроскопическом анализе: многие химические элементы формируют собственные минеральные фазы: барит, сфалерит, минералы Au, Ag;
- собственные минеральные фазы U приурочены к минеральным фазам фосфата кальция, урановые минералы имеют неравномерное распределение и представлены собственными минеральными видами в виде коффинита и оксида урана.

РИС. 9. Характер распределения основных элементов (по данным изучения методом сканирующей электронной микроскопии) в фосфатном образовании с тонкими микровкраплениями колломорфных образований минерала урана (вероятно оксид урана – коффинит?) (образец СК-31-535)



ФАКТЫ

До 25 %

объёма всей выборки составляют породы карбонатного состава с преобладанием доломита

Литература

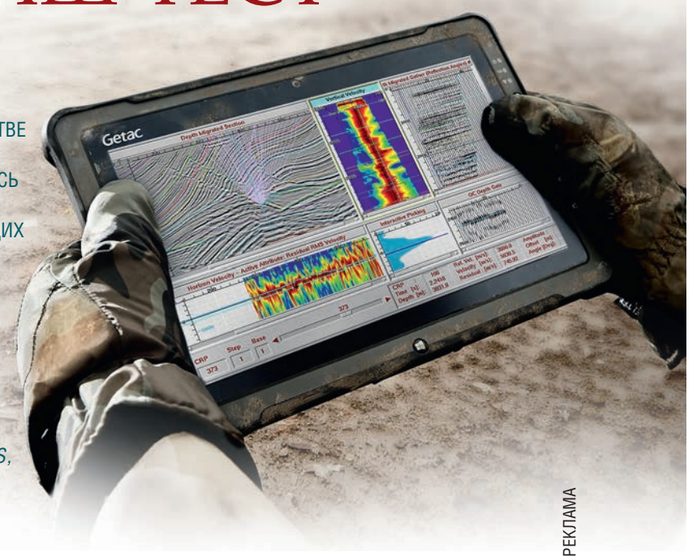
1. *Брадучан Ю.В., Гольберт Ф.Г., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булынникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука, 1986. 217 с.*
2. *Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А., Балушкина Н.С., Калмыков А.Г. Геохимические особенности пород баженовской и абалакской свит (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2016. № 6. С. 86–93.*
3. *Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г., Красавчиков В.О. Редкоземельные элементы в баженовской свите Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера, 2011. № 6. С. 38–54.*
4. *Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Уран, торий и калий в черных сланцах баженовской свиты Западно-Сибирского морского бассейна // Литология и полезные ископаемые, 2016. № 1. С. 82–94.*
5. *Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.*
6. *Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. – Л.: Недра, 1982. 208 с.*
7. *Плуман И.И. Урановость черных битуминозных аргиллитов верхней юры Западно-Сибирской плиты // Геохимия, 1971. № 11. С. 1362–1368.*
8. *Рихванов Л.П., Усольцев Д.Г., Ильенок С.С., Ежова А.В. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований // Известия Томского политехнического университета, 2015. Т. 326, № 1. С. 50–63.*
9. *Турышев В.В. Особенности пространственно-временного и литолого-фациального распределения естественных радиоактивных элементов в юрских и нижнемеловых отложениях Западно-Сибирской плиты // Геохимия, 2017. № 1. С. 26–40.*
10. *Усольцев Д.Г. Формы нахождения элементов-примесей в черносланцевых породах баженовской свиты Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых: в 2 т. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2016. Т. 1. С. 197–199.*
11. *Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.И., Борташевич О.В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология, 1980. № 10. С. 94–105.*
12. *Щепеткин Ю.В., Рыльков А.В., Деева Н.В. Распределение урана, тория, свинца в мезозое юго-западных районов Западно-Сибирской равнины // Труды Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института, 1984. № 195. С. 118–120.*
13. *Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. – Л.: Наука, 1988. 272 с.*
14. *Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. – СПб.: Наука, 2000. 479 с.*
15. *Gavshin V.M., Zakharov V.A. Geochemistry of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation, West Siberia // Economic Geology, 1996. Vol. 91. P. 122–133.*
16. *Ketris M.P., Yudovich Ya.E. Estimations of Clarkes for Carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // International Journal of Coal Geology, 2009. Vol. 78. P. 135–148.*
17. *Vine J.D., Tourtelot E.B. Geochemistry of black shale deposits: a summary report // Economic Geology, 1970. Vol. 65. P. 253–272.*

KEYWORDS: *Bazhenov formation, geochemistry, mineral composition, uranium.*

НОУТБУКИ GETAC ПРОШЛИ КРАШ-ТЕСТ

КОМПАНИЯ GETAC БЫЛА ОСНОВАНА В 1989 Г. ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКИ И ОБОРУДОВАНИЯ MITAC-SYNNEX BUSINESS GROUP В КАЧЕСТВЕ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С GE AEROSPACE. ЗА ВСЕ ВРЕМЯ СУЩЕСТВОВАНИЯ КОМПАНИЯ GETAC ПРОСЛАВИЛАСЬ В КАЧЕСТВЕ ОДНОГО ИЗ ПЕРЕДОВЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЗАЩИЩЕННЫХ КОМПЬЮТЕРОВ, УВЕРЕННО УДЕРЖИВАЮЩИХ ЛИДЕРСТВО В ТРОЙКЕ ЛУЧШИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СПЕЦИАЛИЗИРУЮЩИХСЯ В ЭТОЙ СФЕРЕ

PRODUCTION AND OCCUPATIONAL SAFETY AT INDUSTRIAL SITES ARE REGULATED BY INTERNATIONAL STANDARDS AND VARIOUS CERTIFICATION SYSTEMS. IN PARTICULAR, STRICT REQUIREMENTS APPLY TO ELECTRICAL EQUIPMENT AND OTHER TECHNOLOGICAL PRODUCTS THAT CAN BE USED, FOR EXAMPLE, IN EXPLOSIVE ATMOSPHERES. IN SUCH CASES, PROTECTED COMPUTER PRODUCTS SHOULD BE USED. THE HEAD OF BUSINESS DEVELOPMENT AT GETAC IN RUSSIA ALEXANDER VIKTOROVICH KUZNETSOV TOLD ABOUT



РЕКЛАМА

Ключевые слова: *взрывозащищенные ноутбуки и планшеты, нефтедобывающие компании, технологии для опасных производств, краш-тест, надежное оборудование.*

Сергей Щербаков

Непоколебимая стойкость

Изначально Getac позиционировала свои защищенные ноутбуки и планшеты как продукцию для военного применения – для соответствия жестким «боевым» стандартам изделия получают различные сертификаты, среди которых MIL-STD 810G, MIL-STD461G, ATEX, IECEx 2/22, EAC TP TC 012/2011. Оборудование Getac прошло с честью все испытания – оно отвечает заданным стандартам и безотказно работает как в условиях песчаной бури, штормового ливня, так и под обстрелом артиллерии.

В дальнейшем Getac заинтересовала планшетами и ноутбуками не только военных, но и промышленников, геологов и нефтяников. Выход на гражданский рынок обусловлен феноменальной живучестью аппаратуры, а также внедрением оригинальных патентованных решений компании и стремлением совместить в одном приборе такие качества, как защищенность, эргономичность и компактность. Стоит отметить, что Getac является единственной компанией, разрабатывающей защищенные компоненты для своих изделий, при этом феноменальная живучесть никоим образом не сказывается на мощности ноутбуков и планшетов или на скорости их работы, а усиленные элементы питания и дополнительные батареи позволяют работать с компьютерами в течение продолжительного времени.

Основным преимуществом продукции Getac перед конкурентами является, конечно же, укрепленный корпус собственного производства, выполненный из высококачественного магниевого сплава. Потенциально уязвимые места полностью защищенных ноутбуков Getac укреплены пластиком повышенной прочности – эта черта конструкции характерна как для V110, B300, так и X500. В устройствах Getac применяется уникальная технология LumiBond 2.0, объединяющая в себе достоинства экранного стекла, сенсорной панели и ЖК-матрицы в едином долговечном экране с улучшенной читаемостью даже в условиях яркого освещения и позволяет пользователю взаимодействовать с поверхностью даже будучи в перчатках. Также многие устройства Getac имеют встроенный режим работы в условиях слабой освещенности и поддерживают работу с приборами ночного видения.

Сегодня Getac готов предложить как полностью защищенные ноутбуки и серверы на их основе, так и компактные планшеты на базе Windows или Android. Большинство девайсов Getac сконструированы с расчетом на эксплуатацию в самых экстремальных условиях, однако те пользователи, которым не требуется столь высокая степень защиты, с легкостью найдут варианты полузащищенных ноутбуков, а также компактных и тонких планшетов с облегченным корпусом и уровнем защищенности, достаточным для работы в том числе в пожаро- и взрывоопасных условиях.

Выжить любой ценой

Для достижения столь высокого уровня защищенности вкупе с работоспособностью и сохранностью лучших черт, ноутбуки и планшеты проходят настоящий краш-тест, включающий в себя военные испытания, эмулирующие попадание устройств в различные неблагоприятные среды и обстоятельства – так, одним из тестов стандарта MIL-STD 810G является помещение аппаратуры в камеру, где на протяжении продолжительного времени устройства находятся в воссозданной песчаной буре, после которой обычный планшет уверенно отказал бы.

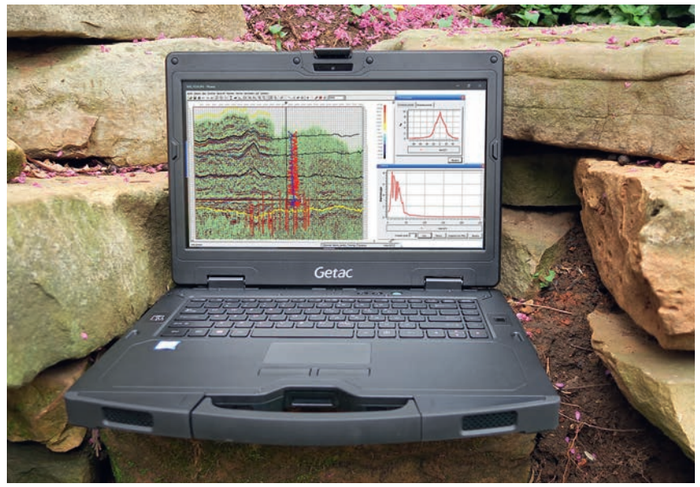
MIL-STD 810G является «рядовым» стандартом для военных – любая электронная техника, претендующая на звание «боевой», должна обладать сертификатом соответствия данному стандарту, который включает в себя проверку нежной электроники на работоспособность в экстремально низких и в экстремально высоких температурах, в условиях продолжительной тряски, повышенной влажности и попадания воды на устройство, множественных падений и прочих проверок на прочность.

Чтобы пройти армейский стандарт надежности MIL-STD 810G, ноутбуки Getac несколько дней в лабораторных условиях подвергаются жестким испытаниями – устройства роняют на жесткую поверхность с высоты 1,21 метра с 26 разных позиций, затем компьютеры на протяжении четырех часов находятся в камере с песком. Тестируемая аппаратура четверо суток подвергается воздействию соленого тумана, а в рамках температурного теста ноутбуки сперва нагревают в специальной камере от +30 до +60 °C в течение 4 часов, затем температура резко опускается до -30 °C. Помимо этого, армейские испытания предполагают испытание как высоким, так и низким давлением, аппаратура в течение трех суток подвергается ультрафиолетовому излучению, также девайсам предстоит находиться 10 дней в камере с 95%-ной влажностью воздуха при +30 °C. MIL-STD 810G предполагает множество других стресс-тестов и краш-тестов и ноутбуки Getac прошли их с честью, доказав свое превосходство над моделями «для домохозяек».

> В устройствах Getac применяется уникальная технология LumiBond 2.0, объединяющая достоинства экранного стекла, сенсорной панели и ЖК-матрицы

Учитывая особенности Getac X500, будни этого ноутбука могут проходить как в вылазках морской пехоты в особо горячие зоны, так и в непосредственной близости от горящей нефтяной скважины. Впрочем, выдающейся живучестью может похвастать не только X500, а также сервер на его базе, но и остальная линейка Getac – будь то V110 или B300. Немного в стороне находится «младший брат» S410, позиционирующийся компанией как полузащищенный ноутбук, однако даже его степень защищенности вполне позволяет без потерь пережить «пользовательский» краш-тест с многочасовой поездкой по бездорожью к нефтяному месторождению, а затем интенсивную работу в условиях малой освещенности в пыли и грязи российской глубинки, пережив несколько падений в процессе и в целом неосторожное обращение и пролитый на клавиатуру стакан воды в придачу – весьма сомнительно, что такие мелкие неприятности замедлят вычислительные мощности девайсов Getac.

Кстати, о мощностях: под усиленными корпусами скрывается передовое «железо». Сердцем всех ноутбуков Getac являются процессоры Intel Core i7, за обработку графической составляющей отвечает Intel HD Graphics 620, а у такого монстра, как X500, есть возможность подключения дискретного графического контроллера NVIDIA® GeForce®, обладающего 1 ГБ выделенной памяти для работы с действительно «тяжелыми» графическими приложениями. Однако, помимо степени защиты, каждая модель имеет свои особенности и достоинства.



Ноутбуки для профессионалов

Несмотря на кажущийся внешне не слишком широкий модельный ряд ноутбуков Getac, компания сделала ставку на уникальность каждой модели вместо штамповки множества однотипных поделок, отличающихся лишь внешними дизайнерскими чертами. Так среди всего модельного ряда X500 является настоящим «танком», созданным для работы в самых тяжелых и непредсказуемых условиях и предполагает защиту от всевозможных механических воздействий. В плане защищенности и возможностей X500 является флагманом Getac – на базе этой машины можно организовать мобильный сервер, также устройство оснащено специальным режимом, повышающим мощность процессора, а система Hyper-Threading позволяет совместить быстроту реакции системы с запуском требовательных к ресурсам приложений.

Некоторой противоположностью X500 является уже ранее упомянутый S410 – ноутбук имеет на порядок более низкий класс защиты и не создан для полноценного «ведения боевых действий», впрочем, он для этого и не предназначался. S410 имеет явное «гражданское профессиональное назначение» и, обладая полузащищенным корпусом, девайс совместил в себе компактность, низкий вес и общую изящность форм, имея больше схожих черт с обычным ноутбуком. Между тем у S410 есть свои «фишки» – дизайн ноутбука предполагает возможность смены батареи на запасную буквально «налету», что избавляет пользователя от необходимости выключать компьютер или подключать его к зарядному устройству. Инженеры Getac с большим вниманием отнеслись к вопросу безопасности данных, оснастив S410 целым комплексом многофакторной аутентификации, включающим в себя сканер отпечатков пальцев, считыватель сим-карт и множеством других устройств подтверждения личности. Также S410 полностью совместим с автомобильными док-станциями и с легкостью принимает и отправляет сигналы через антенну автомобиля.

Наиболее сбалансированным вариантом является ноутбук B300, более напоминающий в линейке бойца средней категории, – устройство снабжено фирменным корпусом, обеспечивающим полную защиту, не жертвуя при этом относительной компактностью и габаритами. Ноутбук B300 изначально снабжен наиболее совершенной и емкой батареей, при этом «железо» оптимизировано для обеспечения экономного режима работы, таким образом система способна работать в автономном режиме чрезвычайно долгое время, также B300 снабжен аналогичной системой многофакторной аутентификации. В то же время корпус B300 обладает герметичностью, а сам ноутбук способен работать в любых условиях, с честью выдержав все армейские испытания и получив сертификат соответствия армейским стандартам.

Помимо «классической троицы» из тяжелого, среднего и легкого сегментов, Getac в своем арсенале имеет модель V110, являющуюся квинтэссенцией нестандартных решений. Коротко говоря, V110 представляет собой полностью защищенный трансформируемый ноутбук, совместивший в себе достоинства планшета и компьютера. Несмотря на формат, V110 вобрал в себя достоинства без каких-либо недостатков, свойственных «компромиссным» моделям, – девайс оснащен «бронебойным» корпусом, передовым экраном с технологией LumiBond, двухбатарейной схемой питания с возможностью оперативной замены батареи, а также системой безопасности данных и распознавания личности пользователя, при этом в конструкции трансформера интегрированы передовые решения для обеспечения надежной и оперативной передачи данных без непредвиденных сбоев и помех.

Продукция компании Getac говорит за себя сама – соответствие армейским стандартам, чрезвычайная живучесть и пригодность для работы в любых, даже наиболее экстремальных условиях, выделяют ноутбуки и планшеты этого бренда в глазах специалистов и профессионалов именно благодаря совокупности характеристик «железа» и «неубиваемости», гарантирующих выполнение поставленных задач, несмотря ни на какие трудности. ●

Keywords: *explosion-proof laptops and tablets, oil companies, technologies for hazardous industries, crash test, reliable equipment.*

Getac

Getac Russia Office
127106, Москва, Алтуфьевское шоссе, д.1/7, Бета-центр, офис 218
Телефон: **+7 495 755 90 96**
E-Mail: alex.kuznetsov@getac.com
www.getac.com/ru

РЕКЛАМА

Big Industrial Week*

Большая Промышленная Неделя

Международная промышленная и технологическая выставка и форум

8-10 октября 2019 / Каир, Египет

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТНЫЙ ЦЕНТР

ЭКСАР

РОСЭКСИМБАНК

business event GROUP OF COMPANIES FORMIKA

www.bigindustrialweek.com

+7 (495) 981-50-00

* Большая Промышленная Неделя

12+

СОСТОЯНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТИ И ГАЗА ДЛЯ РОССИИ ИМЕЕТ ОГРОМНОЕ ЗНАЧЕНИЕ. НАЧИНАЯ С СЕРЕДИНЫ ПРОШЛОГО СТОЛЕТИЯ СТРАНА (СОВЕТСКИЙ СОЮЗ, А ЗАТЕМ РОССИЯ) ПО ЗАПАСАМ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗАНИМАЛА ЛИДИРУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В МИРЕ. КАКОВО СЕГОДНЯ СОСТОЯНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИИ?

ASSESSING THE STATE OF THE MINERAL RESOURCE BASE OF CRUDE OIL AND GAS FOR RUSSIA IS OF PARAMOUNT IMPORTANCE. SINCE THE MIDDLE OF THE TWENTIETH CENTURY, THE SOVIET UNION, AND AFTERWARDS RUSSIA, OCCUPIED THE LEADING POSITION IN THE WORLD IN TERMS OF HYDROCARBON RESERVES. WHAT IS THE CURRENT STATE OF THE MINERAL RESOURCE BASE IN RUSSIA?

Ключевые слова: *минерально-сырьевая база, нефть, газ, углеводородные ресурсы, прирост запасов.*

УДК 558.981

Мельников Павел Николаевич,
генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ», к.г.-м.н.

Афанасенков Александр Петрович,
заместитель генерального директора ФГБУ «ВНИГНИ», к.г.-м.н.

Варламов Алексей Иванович,
научный руководитель ФГБУ «ВНИГНИ», д.г.-м.н.

Кравченко Мария Николаевна,
заведующий отделом «Ресурсов и запасов нефти и газа» ФГБУ «ВНИГНИ», к.г.-м.н.

В последнее десятилетие наша страна теряет лидерство, и сейчас по запасам газа по оценкам Международного Энергетического Агентства Россия занимает 2 место, а по нефти – 6.

Оценка ресурсной базы углеводородов основывается на нефтегазогеологическом районировании территории, в котором с периодичностью 5–10 лет определяются перспективные зоны нефтегазонакопления по результатам проведенных геологоразведочных работ.

ТАБЛИЦА 1. Состояние ресурсной базы нефти Российской Федерации (суша и акватории морей) на 01.01.2018 г.

Потенциальные ресурсы (извлекаемые)	Подготовленные (D0)	Перспективные + прогнозируемые (D1+D2)
НЕФТЬ		
Объем, млрд т	13,9	43,9
изменение по отношению к ресурсам на 01.01.2009 г., млрд т	1,9	-9,4
доля распределенного фонда, %	52,6	33,8
КОНДЕНСАТ		
количество, млрд т	1,9	11,3
изменение по отношению к ресурсам на 01.01.2009 г., млрд т	-0,4	-0,3
доля распределенного фонда, %	61,3	19,8
Запасы (извлекаемые)	**АВ1С1**	**В2С2**
НЕФТЬ		
Объем, млрд т	18,5	11,3
изменение по отношению к запасам на 01.01.2009 г., млрд т	1,3	1,8
доля распределенного фонда, %	96,6	92,2
КОНДЕНСАТ		
количество, млрд т	2,3	1,7
изменение по отношению к запасам на 01.01.2009 г., млрд т	0,4	0,2
доля распределенного фонда, %	98,4	94,6

Состояние ресурсной базы по нефти и конденсату Российской Федерации (суша и акватории морей) на 01.01.2018 г. представлено в таблице 1, а по газу – в таблице 2.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) при каждой количественной оценке непрерывно возрастают на 5–7%, однако приращиваемые ресурсы, прогнозируемые в неохваченных ранее подсчетом нефтегазоперспективных зонах и нефтегазоносных комплексах на стадии регионального этапа ГРР, практически не вовлекаются в опоискование, поскольку компании не заинтересованы инвестировать ГРР на новых направлениях и в районах с неразвитой инфраструктурой, пока конъюнктура и цены на УВ на внешнем рынке высокие, а государство поисковыми работами не занимается.

Значительно большего успеха в воспроизводстве запасов можно добиться при непосредственном участии государства в поисково-разведочных работах и в контроле за действиями компаний в этом направлении.

По результатам количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации по состоянию изученности на 01.01.2009 г. начальные суммарные ресурсы РФ составляют: нефть – 111415,1 млн т, извл. (в том числе акватории морей – 94 024,5 млн т); свободный газ – 287460,2 млрд м^3 (в том числе акватории морей – 106690,6 млрд м^3); конденсат – 17813,1 млн т, извл. (в том числе акватории морей – 5064,3 млн т).

ТАБЛИЦА 2. Состояние ресурсной базы по свободному газу и газовым шапкам Российской Федерации (суша и акватории морей) на 01.01.2018 г.

Потенциальные ресурсы	Подготовленные (D_0)	Перспективные + прогнозируемые ($D_1 + D_2$)
ГАЗ		
Объем, трлн м^3	34,1	157,2
изменение по отношению к ресурсам на 01.01.2009 г., млрд т	1,2	-12,0
доля распределенного фонда, %	66,5	11,4
Запасы	**АВ1С1**	**В2С2**
ГАЗ		
Объем, трлн м^3	49,5	23,8
изменение по отношению кзапасам на 01.01.2009 г., млрд т	1,3	3,9
доля распределенного фонда, %	97,4	93,7

В структуре НСР нефти суши Российской Федерации по состоянию изученности на 01.01.2018 г. накопленная добыча составляет 35%, запасы кат. А + $В_1$ + $В_2$ + $С_1$ + $С_2$ – 30%, ресурсы кат. D_0 – 10%, ресурсы кат. D – 25%.

В структуре НСР нефти шельфов Российской Федерации по состоянию изученности на 01.01.2018 г. накопленная добыча составляет 1%, запасы кат. А + $В_1$ + $В_2$ + $С_1$ + $С_2$ – 8%, ресурсы кат. D_0 – 26%, ресурсы кат. D – 65% (рис. 1, 2).

На 01.01.2018 г. структура НСР нефти нефтегазоносных провинций представлена на рисунке 3.

За период 2009–2017 гг. в Российской Федерации прирост запасов нефти (разведка + переоценка) составил 5751 млн т. За этот же период добыто 4475 млн т. Таким образом, прирост запасов восполняет добычу в соотношении 1,3 : 1 (рис. 4).

Из рисунка 5 видно, что прирост нефти за счет разведки и переоценки за данный период осуществлялся в основном за счет Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП. Причем почти за весь период прирост в Западно-Сибирской НГП доминировал.

РИС. 1. Структура НСР нефти Российской Федерации (суша)

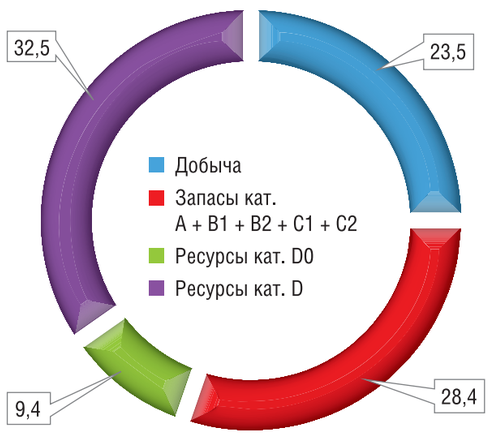


РИС. 2. Структура НСР нефти Российской Федерации (шельфы)

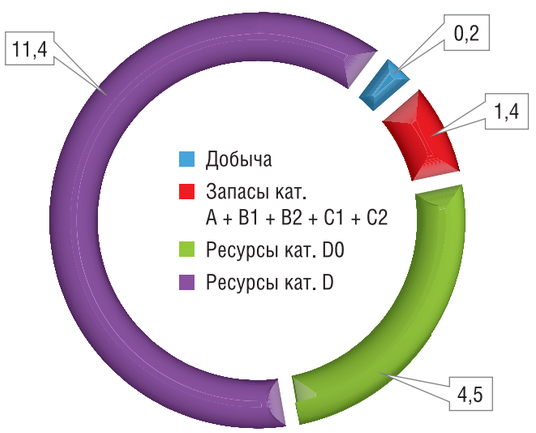


РИС. 3. Структура НСР нефти по нефтегазогеологическому районированию Российской Федерации (суша)

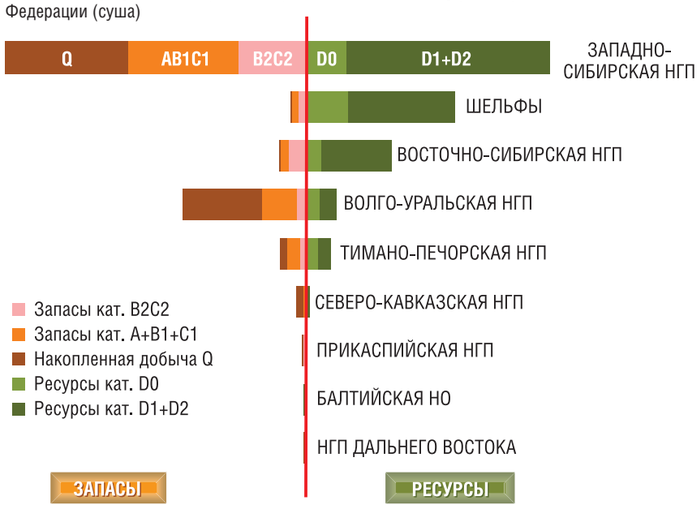


РИС. 4. Динамика годовой добычи и прирост извлекаемых запасов нефти за счет разведки и переоценки

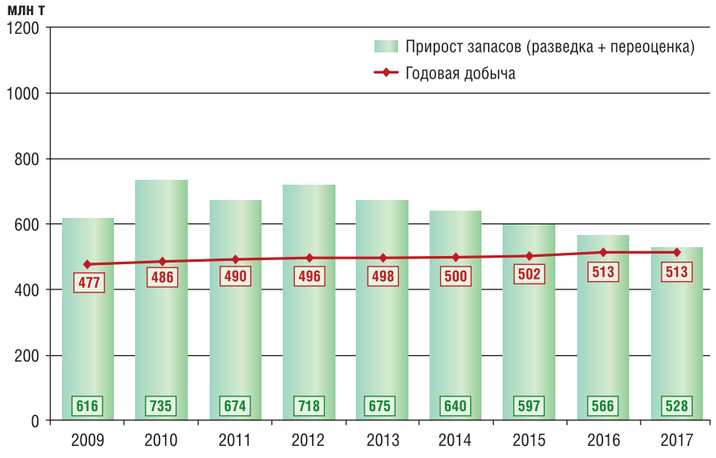
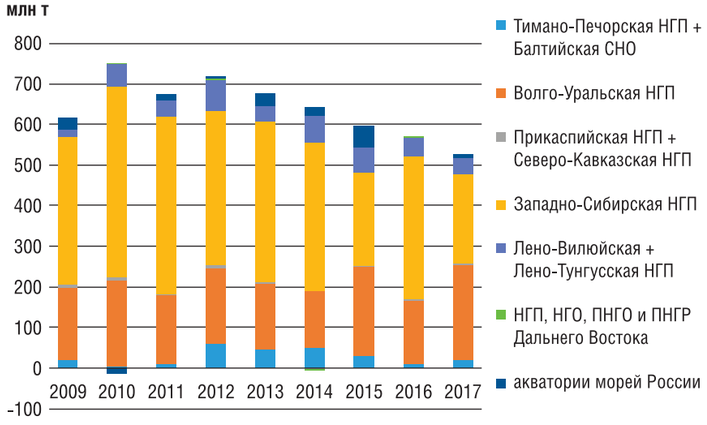


РИС. 5. Динамика распределения приростов извлекаемых запасов нефти за счет разведки и переоценки по нефтегазоносным провинциям



Лишь в 2017 г. прирост в Волго-Уральской НГП превысил прирост запасов Западно-Сибирской НГП.

В структуре НСР свободного газа суши Российской Федерации по состоянию изученности на 01.01.2018 г. накопленная добыча составляет 12%, запасы кат. A + B_1 + B_2 + C_1 + C_2 – 33%, ресурсы кат. D_0 – 12%, ресурсы кат. D – 43% (рис. 6).

В структуре НСР свободного газа шельфов Российской Федерации по состоянию изученности на 01.01.2018 г. накопленная добыча составляет 0,5%, запасы кат. A + B_1 + B_2 + C_1 + C_2 – 12%, ресурсы кат. D_0 – 12%, ресурсы кат. D – 75,5% (рис. 7).

На 01.01.2018 г. структура НСР газа по нефтегазоносным провинциям представлена на рисунке 8.

За период 2009–2017 гг. в Российской Федерации прирост запасов свободного газа (разведка + переоценка) составил 6 833 млрд м³. За этот же период добыто 5 520 млрд м³. Таким образом, прирост запасов восполняет добычу газа в соотношении 1,2:1 (рис. 9).

Из рисунка 10 видно, что прирост газа за счет разведки и переоценки за данный период осуществлялся в основном за счет акваторий морей России и Западно-Сибирской НГП. Причем почти за весь период прирост газа Западно-Сибирской НГП доминировал. Однако в 2017 г. в Западно-Сибирской НГП произошли большие списания запасов – 483,804 млрд м³. Списания в том же году были произведены в Восточно-Сибирской мегапровинции, на Дальнем Востоке и незначительные – в Тимано-Печорской НГП.

По предложениям институтов ВНИГНИ, ВНИГРИ, СНИИГГиМС, НВНИИГГ, ЗапСибНИИГГ, НАЦ им. В.И. Шпильмана и ЗАО «СибНАЦ» было выделено 26 зон, из которых 5 первоочередных зон для постановки региональных работ – Озинско-Алтатинская, Карабашская, Югано-Колтогорская, Аргишско-Чунская и Гыдано-Хатангская (рис. 11).

По результатам проведенных региональных работ в 2013–2017 гг. в этих зонах выдано 83 новых лицензий на недропользование. Наиболее успешно лицензирование проходит в Карабашской, Югано-Колтогорской и Гыданско-Хатангской зонах. Суммарный

РИС. 6. Структура НСР свободного газа Российской Федерации (суша)

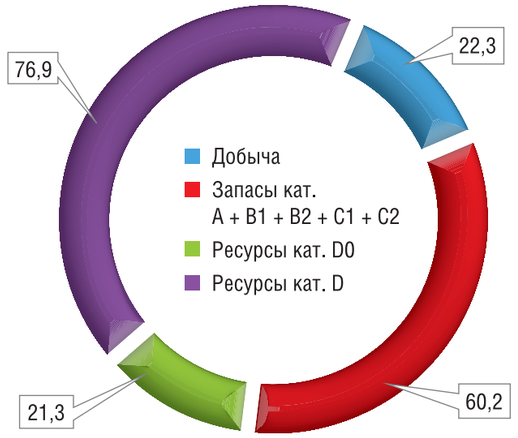
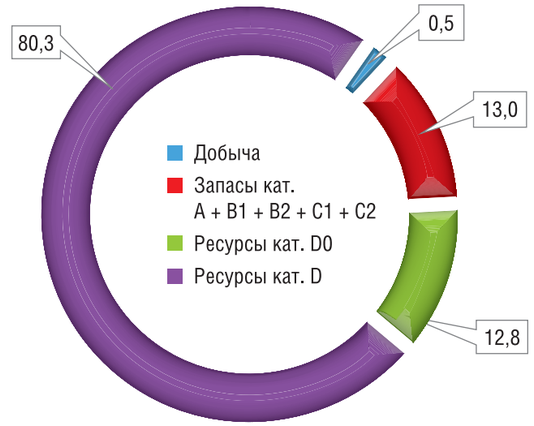


РИС. 7. Структура НСР свободного газа Российской Федерации (шельфы)



разовый платеж составил 35,6 млрд руб. По состоянию на 01.01.2018 года открыто 8 месторождений нефти с суммарными извлекаемыми залежами по категории C_1 + C_2 – 72,7 млн т. По шести из них оформлены добычные лицензии, разовый платеж по которым составил 31,7 млрд руб., что в 3 раза превысило общие затраты на региональные работы (12 млрд руб.), проведенные на средства федерального бюджета.

В связи с получением новой геологической информации и переоценкой ресурсных потенциалов возникла необходимость корректировки перечня первоочередных зон. Исходя из степени геологической изученности и перспективности предлагается следующий перечень:

1. Гыдано-Хатангская (Анабаро-Хатангская),
2. Аргишско-Чунская,
3. Кочечумско-Мархинская (зона развития кембрийских рифов),
4. Предверхоянская (Предверхоянско-Майская),
5. Предуральская (Южно-Предуральская, Средне-Предуральская).

Следует отметить, что затраты на проведение региональных работ возросли по сравнению с 2009 годом (в 2009 г. затраты федерального бюджета на ГРР составили 8,9 млрд руб., а в 2017 г. – 12 млрд руб.), однако физические объемы ГРР остаются примерно на одном уровне. Это связано с тем, что в

РИС. 8. Структура НСР свободного газа по нефтегазогеологическому районированию Российской Федерации

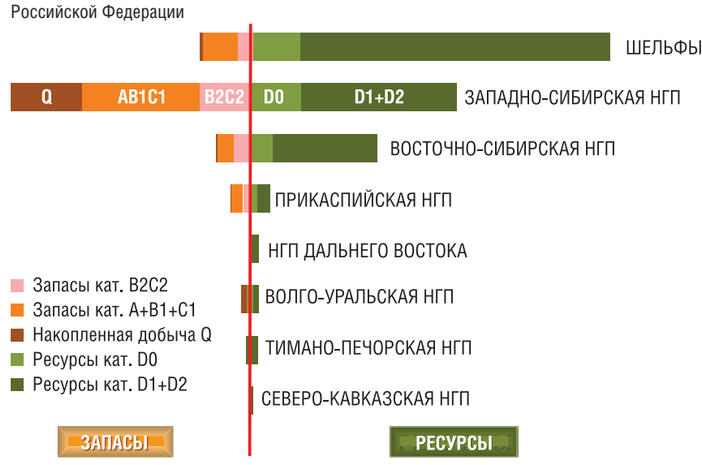


РИС. 9. Динамика годовой добычи и приростов извлекаемых запасов свободного газа и газовых шапок за счет разведки и переоценки

РИС. 10. Распределение приростов извлекаемых запасов свободного газа за счет разведки и переоценки по нефтегазоносным провинциям

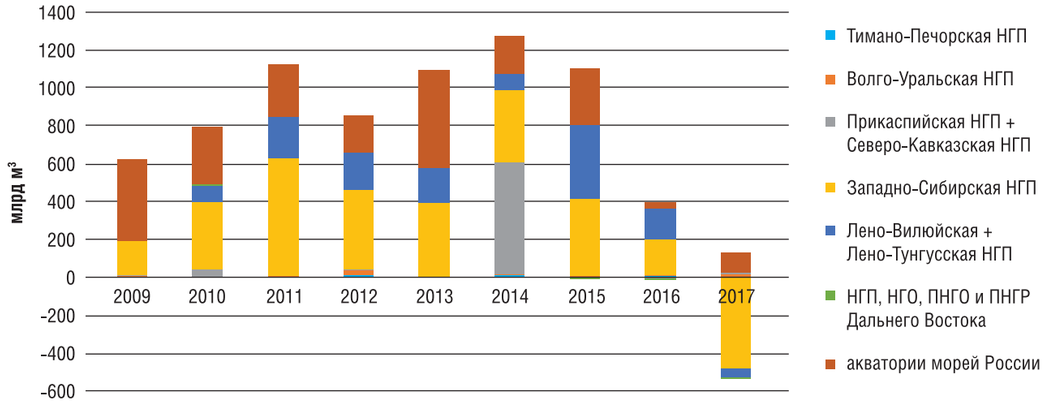
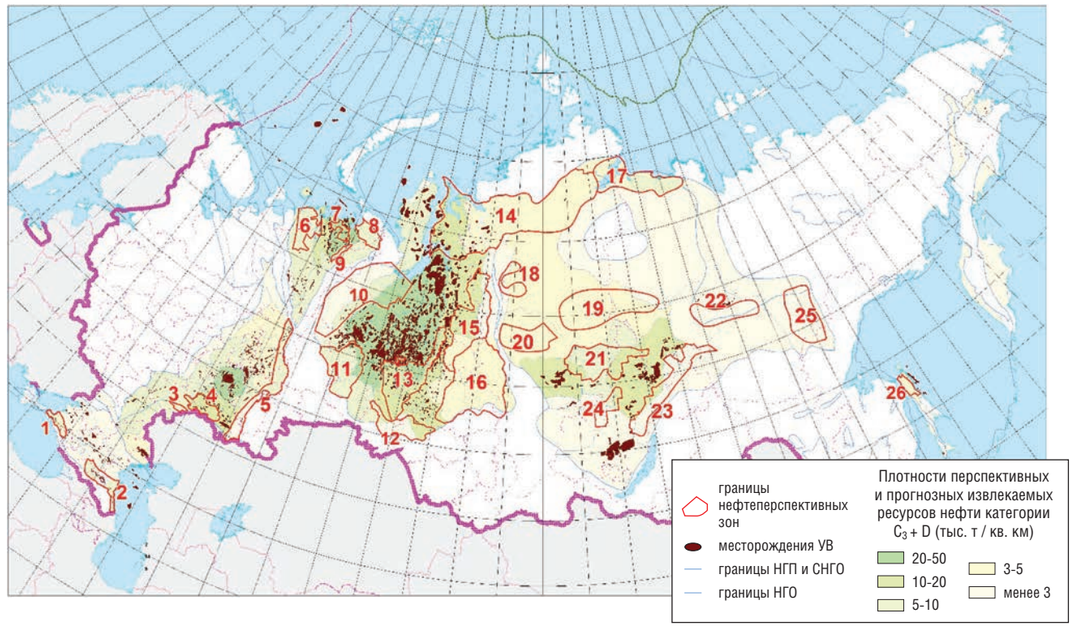


РИС. 11. Обзорная карта нефтегазоперспективных зон на территории РФ



настоящее время наблюдается быстрый рост цен на материалы и оборудование, используемые в геологоразведочном процессе. По экспертным оценкам, затраты на ГРР за последние пять лет увеличились в 2–4 раза.

Несмотря на имеющиеся трудности, в Российской Федерации наметилась устойчивая среднемировая тенденция в развитии минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Более того, в отличие от большинства стран, Россия не утратила потенциал экстенсивного развития в наращивании запасов нефти и газа.

Литература

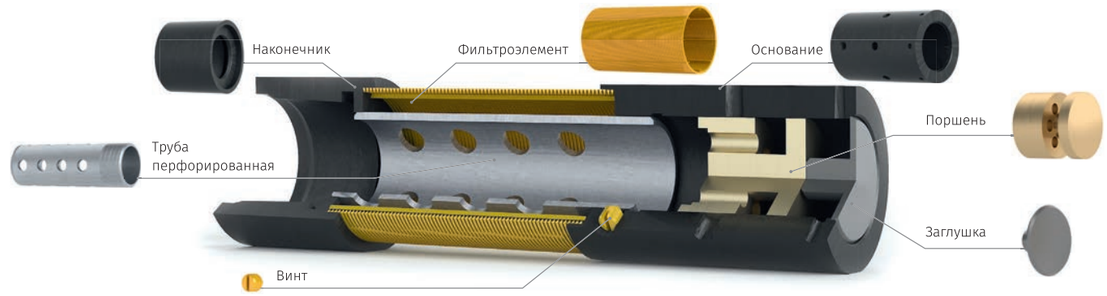
1. *Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья с изменениями и дополнениями в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2007 года № ВЗ-П9-4722, протоколом заседания Правительства Российской Федерации от 27 марта 2008 года № 12 (утв. приказом Минприроды России от 16 июля 2008 г. № 151) Москва, 2008 г.*
2. *Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение. В.И. Высоцкий, журнал Минеральные ресурсы, 5, 2017.*
3. *Нефтегазовая промышленность мира в 2010–2016 гг. В.И. Высоцкий. Информационно-аналитический обзор. – М.: ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2017 – 59 с.*
4. *Оценка состояния геологоразведочных работ на нефть и газ на территории России и ее континентальном шельфе в период между проведением VII и VIII Всероссийских съездов геологов (2012–2016 гг.), Каспаров О.С., Хлебников П.А., Варламов А.И. и др. Геология нефти и газа. 2016. № 5, с. 4–13.*
5. *Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И., Геология нефти и газа. 2016. № 3. С. 3–13.*
6. *Состояние и перспективы развития сырьевой базы нефти Российской Федерации в свете существующих проблем. Варламов А.И., Геология нефти и газа. 2016. № 5. С. 14–23.*
7. *Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года, Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г., № 1039-р.*

KEYWORDS: *mineral resources base, oil, gas, hydrocarbon resources, reserves growth.*

ТМС ГРУПП

SLIDE™
Фильтр щелевой

РЕКЛАМА



Область применения

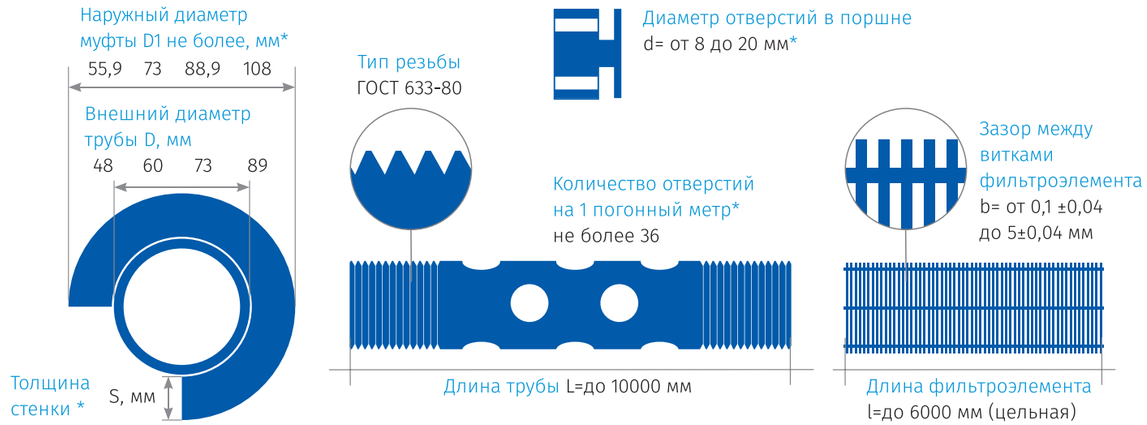
Фильтр щелевой SLIDE ™ применяется для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений и попадания механических примесей.

Преимущества

- Устойчивая пропускная способность в период полного цикла эксплуатации с возможностью самоочищения.
- Стабильная работа глубинно-насосного оборудования благодаря увеличенной поверхности фильтрации.
- Низкая засоряемость фильтроэлемента благодаря неустойчивому положению механических частиц на фильтрующей поверхности и чистоты поверхности клинообразного профиля.
- Высокая прочность конструкции в осевом и радиальном направлении за счет увеличенного числа опорных элементов.
- Высокая коррозионностойкость и устойчивость к агрессивному воздействию кислотно-щелочных средств.

Принцип действия

- Жидкость, поступающая на прием насоса из скважины, очищается от механических частиц, проходя через фильтрующий элемент, изготовленный из клинового профиля нержавеющей стали марок AISI 304, AISI 316, который по спирали, с определенным шагом, намотан на опорные элементы для обеспечения жесткого экрана с продольными щелями строго определенного зазора. Острые кромки создают арку (песчаный мостик) над отдельными участками щели, и над этими участками сохраняется проницаемость.
- В нижней части фильтра, в расточке корпуса фильтра, установлен золотник, который вступает в работу в случае полного засорения фильтрующего элемента. За счет перепада давления внутри корпуса фильтра и в заглушке под золотником, золотник продвигается вверх до совмещения отверстия с проточкой в золотнике. Возвратно-поступательное движение золотника, вызванное движением добываемой жидкости, обеспечивает самоочищение фильтра от примесей.



* размеры согласно технического задания Заказчика

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

РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ ВВН

Сопоставление подходов прогноза технологических показателей

УДК 622.276.55

ПО МЕРЕ ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЛЕГКИХ НЕФТЕЙ ИЗ ГОДА В ГОД СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМА ВОВЛЕЧЕНИЯ В АКТИВНУЮ РАЗРАБОТКУ ОГРОМНЫХ РЕСУРСОВ АНОМАЛЬНО ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ. НЕ МЕНЕЕ АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМОЙ ЯВЛЯЕТСЯ И ОСВОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТАКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПОСКОЛЬКУ ТРАДИЦИОННЫЕ, ШИРОКО ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ НЕ МОГУТ ПРИМЕНЯТЬСЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ, ТАК КАК НЕ ПОЗВОЛЯЮТ УВЕЛИЧИТЬ НЕФТЕОТДАЧУ ПЛАСТА СВЫШЕ 15 %. НАКОПЛЕННЫЙ К НАСТОЯЩЕМУ ВРЕМЕНИ ОПЫТ ЛАБОРАТОРНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ И ПРОМЫШЛЕННО ОСВОЕННОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ РАЗРАБОТКИ ПОДОБНЫХ РЕСУРСОВ ЯВЛЯЮТСЯ ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЗАДАЧ В ПРОЕКТИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ. РУКОВОДСТВУ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ КРАЙНЕ ВАЖНО ОПРЕДЕЛИТЬ СРОК ОКУПАЕМОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ, ОСНОВАННЫЙ НА ПРОГНОЗЕ ИЗВЛЕКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ. В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРОИЗВОДИТСЯ РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ СЕКТОРА В ШАХТНОГО БЛОКА 2Т-4, КОТОРЫЙ БУДЕТ РАЗРАБАТЫВАТЬСЯ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ ОДНОГОРИЗОНТНОЙ ТЕРМОШАХТНОЙ СИСТЕМОЙ. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫПОЛНЯЛОСЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ СИМУЛЯТОРЕ CMG, ПОСТРОЕНИЯ ОДНОФАКТОРНОЙ СТАТИСТИЧЕСКОЙ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ ПО ФАКТИЧЕСКИМ ДАННЫМ ОПЫТНЫХ УЧАСТКОВ ОПУ-2 БИС, ОПУ-3 БИС (НШ-2) ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ

AS THE RESERVES OF LIGHT OILS ARE DEVELOPED MORE AND MORE AHEAD OF TIME, THE PROBLEM OF INVOLVING ABNORMALLY VISCOUS OILS AND BITUMENS IN THE ACTIVE DEVELOPMENT OF HUGE RESOURCES BECOMES MORE AND MORE URGENT FROM YEAR TO YEAR. EQUALLY IMPORTANT IS THE DEVELOPMENT OF EFFICIENT TECHNOLOGIES FOR EXTRACTING SUCH HYDROCARBONS, SINCE TRADITIONAL, WIDELY USED METHODS OF OIL PRODUCTION CAN NOT BE USED TO EXTRACT HIGH-VISCOSITY OILS, SINCE THEY DO NOT ALLOW INCREASING THE OIL RECOVERY OF THE RESERVOIR OVER 15%. THE EXPERIENCE OF LABORATORY AND FIELD STUDIES ACCUMULATED TO DATE SHOWS THAT THE MOST EFFECTIVE AND INDUSTRIALLY DEVELOPED TECHNOLOGY FOR THE DEVELOPMENT OF SUCH RESOURCES IS THERMAL METHODS OF OIL PRODUCTION. ONE OF THE MOST IMPORTANT TASKS IN THE DESIGN OF FIELDS IS TO PREDICT THE VOLUME OF OIL PRODUCTION. IN THIS WORK IS THE CALCULATION OF THE TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF THERMAL-MINING DEVELOPMENT FOR THE SECTOR B MINING UNIT 2T-4, WHICH WILL BE DEVELOPED MODERNIZED THERMAL-MINING SYSTEM. FORECASTING OF PRODUCTIVE CHARACTERISTICS WAS PERFORMED USING NUMERICAL MODELING, CONSTRUCTION OF ONE-FACTOR STATISTICAL REGRESSION ON THE ACTUAL DATA OF EXPERIMENTAL SITES OPU-2 BIS, OPU-3 BIS AND USING AN ANALYTICAL METHOD FOR CALCULATING TECHNOLOGICAL INDICATORS OF DEVELOPMENT

Ключевые слова: *шахтный блок, модернизированная одногоризонтная термошахтная система разработки, однофакторная статистическая регрессионная модель, численная модель.*

Терентьев Алексей Алексеевич,
ведущий инженер отдела разработки месторождений высоковязких нефтей ООО «СамараНИПИнефть»

Дуркин Сергей Михайлович,
к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики» Ухтинского государственного технического университета

Объект исследования

Ярегское нефтетитановое месторождение (рисунок 1) состоит из следующих площадей: Ярегской, Лыаельской и Вежавожской. На данный момент в промышленной разработке находится только Ярегская и Лыаельская площади.

В последнее время усиленными темпами наращивается добыча на Ярегском месторождении, представленном терригенным типом коллектора. Месторождение является уникальным не только по реологическим характеристикам (вязкость нефти свыше 12000 мПа·с), но и по способу разработки. Месторождение с 1939 г. разрабатывается уникальным шахтным методом, а с 1972 г. и по настоящее время осуществляется процесс закачки теплоносителя в продуктивный пласт с целью уменьшения вязкости и увеличения добычи нефти.

РИС. 1. Карта Ярегского месторождения

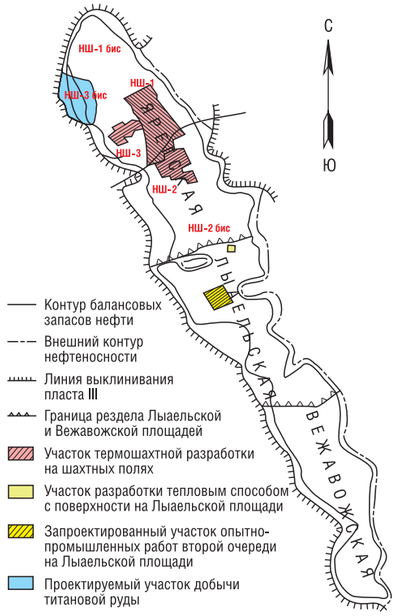


ТАБЛИЦА 1. Геолого-физическая характеристика Ярегской площади

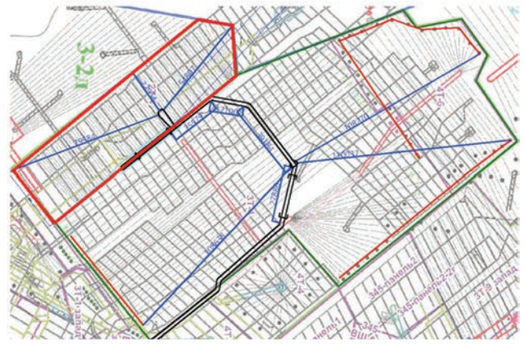
Показатель	Единицы измерения	Значение
Тип коллектора	–	терригенный, трещинно-поровый
Средний коэффициент пористости	д. ед.	0,26
Средний коэффициент абсолютной проницаемости	мкм^2	2,5–3,0
Средний коэффициент нефтенасыщенности зоны предельного насыщения	д. ед.	0,87
Средний коэффициент нефтенасыщенности «переходной зоны»	д. ед.	0,48
Средняя эффективная толщина	м	44,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	35,8
Средний уровень ВНК	м	-55...-65
Средняя пластовая температура	ОС	9
Пластовое давление	МПа	0,1–0,2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	12 000–15 000
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м^3	933

В целом на Ярегском месторождении высоковязкой нефти действуют три нефтяных шахты.

Геолого-физическая характеристика месторождения представлена в таблице 1.

Шахтный блок 2Т-4 приурочен к нефтяной шахте № 3 и имеет следующее расположение (рисунок 2).

РИС. 2. Принципиальная схема расположения шахтного блока 2Т-4 на карте (выделен красным цветом)



На рисунке 3 представлено проектное расположение скважин шахтного блока 2Т-4 (НШ-3). В зависимости от длины добывающие и нагнетательные скважины были ранжированы и разделены на три сектора:

- сектор А (длина скважин – от 450 до 690 м);
- сектор В (длина скважин – от 270 до 400 м);
- сектор С (длина скважин – от 460 до 700 м).

Площади секторов представлены в таблице 2.

РИС. 3. Проектное расположение скважин блока 2Т-4 (НШ-3)

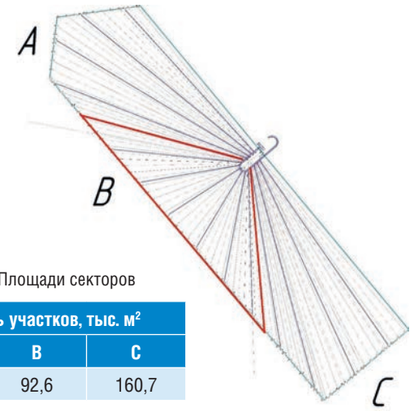


ТАБЛИЦА 2. Площади секторов

Площадь участков, тыс. м^2		
A	B	C
150	92,6	160,7

По той причине, что построение статистической регрессионной модели будет проводиться по фактическим данным опытных участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис (НШ-2), средняя длина скважин которых составляет 250 м, в качестве объекта для расчета технологических показателей был выбран сектор В шахтного блока 2Т-4 (на рисунке 3 отмечен красным цветом).

Шахтный блок 2Т-4 будет разрабатываться модернизированной одногоризонтной термошахтной системой разработки с применением теплоизолированных колонн с целью минимизировать тепловые потери по стволу скважин для сохранения качества пара и поддержания нормальной температуры в добычной галерее. Достоинства одногоризонтной термошахтной системы разработки представлены ниже.

Преимущества одногоризонтной термошахтной системы разработки:

- применение теплоизолированных колонн обеспечивает высокие темпы закачки за счет увеличения давлений нагнетания теплоносителя;
- исключаются капитальные затраты на бурение и обустройство поверхностных нагнетательных скважин;
- закачка пара с добычной галереи позволяет более гибко контролировать процесс разработки блока;
- низкое паронефтяное отношение благодаря высокой тепловой эффективности процесса разработки.

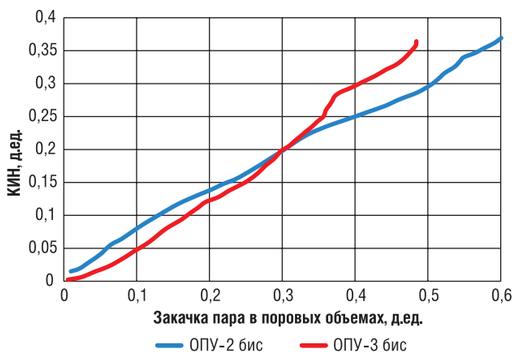
Регрессионная модель

Разработка нефтяных месторождений с применением термических методов – сложный процесс в нефтедобыче. Поэтому статистические подходы определения связей и прогнозирования технологических показателей разработки являются наиболее простыми методами исследования. Экстраполяция зависимости, построенной по фактическим данным, позволяет с высокой долей точности прогнозировать нефтеотдачу пласта на последующий период.

Применение однофакторной регрессионной модели в данной работе обусловлено недостатком фактических данных шахтных блоков, разрабатываемых модернизированной одногоризонтной термошахтной системой разработки.

Как отмечалось выше, для построения статистической однофакторной регрессионной модели были использованы фактические данные опытных участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис (НШ-2), разрабатываемых модернизированной одногоризонтной термошахтной системой разработки [4]. На рисунке 4 представлено фактическое поведение кривых динамики коэффициента извлечения нефти от закачки пара в поровых объемах пласта.

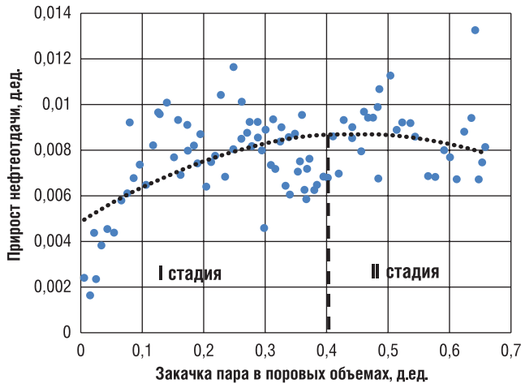
РИС. 4. Фактические кривые динамики КИН от закачки пара в поровых объемах для участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис (НШ-2)



Далее была построена зависимость прироста нефтеотдачи от темпов закачки пара, выраженных в поровых объемах пласта для данных блоков (рисунок 5).

Из приведенного рисунка можно увидеть, что в динамике добычи нефти прослеживаются характерные

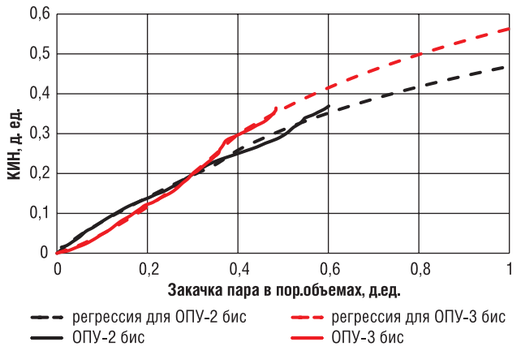
РИС. 5. Динамика изменения прироста нефтеотдачи от закачки пара в поровых объемах



стадии термошахтной разработки. 1 стадия – растущей добычи нефти. К концу этой стадии объем закачки пара составляет 0,4 порового объема пласта. 2 стадия – падающей добычи.

Далее были построены регрессии отдельно для каждого из опытных участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис для каждой стадии разработки (рисунок 6).

РИС. 6. Статистические регрессии для первой и второй стадий разработки



Уравнение регрессии подбиралось таким образом, чтобы коэффициент детерминации (R^2) на 1 стадии разработки был максимальным. На второй стадии термошахтной разработки применялась логарифмическая зависимость в связи с тем, что фактические кривые изменения коэффициента нефтеотдачи от закачки пара в поровых объемах для шахтных площадей Ярегского месторождения имеют логарифмический характер изменения.

ОПУ-2 бис:

1 стадия: КИН = $0{,}5272 \cdot V_{з.п.}^{0{,}8235}$;

2 стадия: КИН = $0{,}2294 \cdot ln(V_{з.п.}) + 0{,}4687$.

ОПУ-3 бис:

1 стадия: КИН = $0{,}9009 \cdot V_{з.п.}^{1{,}263}$;

2 стадия: КИН = $0{,}2898 \cdot ln(V_{з.п.}) + 0{,}5631$,

где $V_{з.п.}$ – объем закачки пара в поровых объемах пласта, д.ед.

Аналитическая модель

Для прогнозирования технологических показателей термошахтной разработки для сектора В шахтного блока 2Т-4 (НШ-3) была выбрана аналитическая методика [4] по той причине, что данная методика уже была апробирована для отработавших шахтных площадей Ярегского месторождения, характеризующихся трещиновато-пористым коллектором.

Ниже изложена методика расчета нефтеотдачи при дренировании трещиноватого пласта системой горизонтальных скважин. Расчет нефтеотдачи выполняется по следующему алгоритму:

1) задаются исходные данные: $T_п$, T_0 – температура закачиваемого пара и начальная температура пласта; $s_н$, $s_в$ – начальная нефте- и водонасыщенность пласта; m – эффективная пористость, κ – абсолютная проницаемость; V – объём пласта;

2) выбирается промежуток времени Δt_1, в течение которого считают температуру пласта равной полусумме начальной температуры T_0 и температуры в конце этого промежутка;

3) по формуле (1) определяется температура пласта в конце промежутка Δt_1 и вычисляется средняя температура за этот период:

$$\overline{\theta}(t) = \frac{1}{L}\int_0^{t_c} \theta(x,t)\,dx = \frac{\tilde{h}}{L\cdot\sqrt{Bi}}\cdot th\left(\sqrt{Bi}\cdot\frac{L}{\tilde{h}}\right) - \sum_{n=1}^{\infty}(-1)^{n+1}\cdot\frac{2}{\mu_n^2 + Bi\cdot\left(\frac{L}{\tilde{h}}\right)^2}\cdot\sin\mu_n\cdot\exp\left(-\left(\mu_n^2 + Bi\cdot\left(\frac{L}{\tilde{h}}\right)^2\right)\cdot Fo\right). \quad (1)$$

где $Bi = \frac{\alpha\cdot\tilde{h}}{\lambda}$ – критерий Био;

$Fo = \frac{a\cdot t}{L^2}$ – критерий Фурье; $\mu_n = (2n-1)\cdot\frac{\pi}{2}$;

α – коэффициент теплообмена пласта с окружающими породами, Вт/м²·К);

λ – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К;

a – коэффициент температуропроводности, м²/с;

$\tilde{h}$ – отношение площади сечения к периметру сечения, м;

h – толщина пласта, м;

t – время, с;

L – расстояние между трещинами, м;

4) находим по (2) вязкость нефти:

$$\mu(T) = \exp(0{,}000411\cdot T^2 - 0{,}108\cdot T + 10{,}167), \quad (2)$$

где $T = T_0 + \theta\cdot(T_п - T_0)$, °C;

T_0 – начальная температура пласта, °С;

$T_п$ – температура закачиваемого теплоносителя.

Динамика средней температуры пласта представлена в приложении Е;

5) определяется относительные фазовые проницаемости по (3) и фазовая проницаемость по (4):

$$\kappa_в(s) = \begin{cases} 0 & \text{при } 0 \le s \le 0{,}2, \\ ((s-0{,}2)/0{,}8)^{3{,}5} & \text{при } 0{,}2 \le s \le 1; \end{cases} \quad (3)$$

$$\kappa_н(s) = \begin{cases} ((0{,}85-s)/0{,}85)^{2{,}8}\cdot(1+2{,}4\cdot s) & \text{при } 0 \le s \le 0{,}85, \\ 0 & \text{при } 0{,}85 \le s \le 1, \end{cases}$$

$$\kappa_н^* = \kappa_н(s)\cdot\kappa\ \kappa_в^* = \kappa_в(s)\cdot\kappa, \quad (4)$$

где s – водонасыщенность;

κ – абсолютная проницаемость, м²;

6) вычисляется приток нефти от пористой части продуктивного пласта по формуле Борисова (5):

$$q = \frac{2\pi\cdot\kappa\cdot h(P_к - P_c)}{\mu\left(\ln\frac{F(n)\cdot R_к}{\ell\cdot\sin\alpha} + \frac{h}{n\cdot\ell}\cdot\ln\frac{h\cdot\sin\alpha}{2\pi\cdot r_c}\right)}, \quad (5)$$

где $P_к$ – давление на контуре питания, Па;

P_c – давление на скважине, Па;

α – угол отклонения скважины от вертикали, град.;

ℓ – средняя длина скважины, м;

$R_к$ – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

μ – вязкость нефти, сП;

7) определяется нефтеотдача пласта за период Δt_1, как отношение добытой за этот период нефти к геологическим запасам разрабатываемого элемента;

8) вычисляется объём воды в пласте как сумму начального объёма воды и объёма нефти добытой за период Δt_1;

9) определяется водонасыщенность пласта к концу периода Δt_1.

Следующий цикл вычислений нефтеотдачи за промежуток времени с Δt_2 необходимо начинать с пункта 2 этого алгоритма.

В таблице 3 представлены исходные данные для расчета показателей термошахтной разработки сектора В шахтного блока 2Т-4.

ТАБЛИЦА 3. Исходные данные для расчета

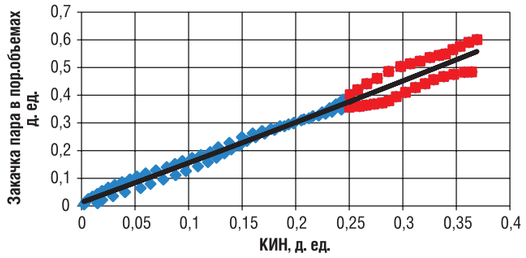
Коэффициент теплообмена пласта, Вт/м²·К	0,35
Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К	2,8
Расстояние между трещинами, м	25
Средняя толщина пласта, м	24
Коэффициент температуропроводности, м³/сут	0,0816
Начальная температура пласта, °С	10
Температура закачиваемого пара, °С	150
Количество добывающих скважин	13
Абсолютная проницаемость, Д	2,5
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,86
Поровый объем, м³	797 000
Объем воды в пласте, м³	111 580

Недостатком данной или любой другой аналитической методики с целью прогнозирования продуктивных характеристик является тот факт, что закачкой теплоносителя необходимо задаваться в виде постоянной величины в начальный момент времени, тем самым конечная кривая динамики КИН от закачки пара в поровых объемах приобретает линейный характер, что не совсем корректно. Данный вывод был сделан в процессе анализа промысловых (фактических) данных.

В данной работе предложен способ определения закачиваемого теплоносителя в поровых объемах путем построения статистической регрессии по фактическим данным опытных участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис.

На рисунке 7 представлена статистическая регрессия, построенная по фактическим данным опытных участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис (НШ-2).

РИС. 7. Статистическая регрессия, построенная по фактическим данным опытных участков ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис (*синий цвет – 1 стадия, красный цвет – 2 стадия*)



По данной регрессии вычисляется закачка в поровых объемах пласта для коэффициента извлечения нефти, рассчитанного по описанной выше аналитической методике для каждой стадии термошахтной разработки:

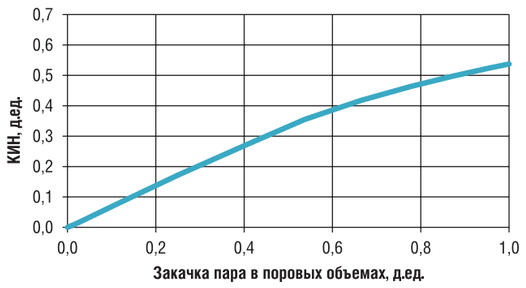
1 стадия: $V_{з.п.} = 0{,}1826 \cdot КИН^2 + 1{,}4089 \cdot КИН + 0{,}0128$;

2 стадия: $V_{з.п.} = 0{,}1606 \cdot exp^{3{,}4021 \cdot КИН}$,

где $V_{з.п.}$ – закачка пара в поровых объемах пласта, д. ед.

На рисунке 8 представлена рассчитанная кривая динамики коэффициента нефтеотдачи от закачки пара в поровых объемах пласта.

РИС. 8. Динамика КИН от закачки пара в поровых объемах (рассчитанная по аналитической методике)



Численная модель

Построение трёхмерной геологической модели блока 2Т-4 Ярегского месторождения проводилось с использованием программного обеспечения IRAP RMS фирмы ROXAR.

Создание детальной геологической модели включает в себя несколько этапов:

- подготовка, контроль качества и загрузка исходных данных;
- структурное моделирование;
- построение трёхмерной геологической сетки;
- осреднение скважинных данных;
- построение литологической модели;
- построение петрофизической модели;
- оценка геологических запасов нефти.

Исходной информацией для построения геологической модели являлись:

- координаты устьев скважин;
- данные инклинометрии скважин;
- результаты количественной интерпретации ГИС (стратиграфические границы пластов, границы проницаемых прослоев, характер насыщения коллекторов, значения пористости и нефтенасыщенности коллекторов);
- структурные карты кровли и подошвы продуктивного пласта;
- графические данные в цифровом формате, снятые с подсчетных планов последнего пересчета запасов («Оперативный подсчёт запасов нефти Ярегского месторождения» 2012 г.);
- принятое положение ВНК;
- нижние предельные значения пористости для пород-коллекторов и петрофизические зависимости;
- статистические данные петрофизических параметров (пористости, проницаемости) по результатам исследования керна.

После построения геологической модели была произведена её актуализация. Для актуализации геологической модели шахтного блока 2Т-4 были оцифрованы разрезы разведочных скважин 1940-х и 1950-х годов, пробуренных в пределах площади блока. Всего было оцифровано 35 скважин. С помощью полученных данных были составлены las-файлы разведочных скважин, которые были загружены в программный комплекс IRAP RMS с целью создания цифровой модели.

По мере бурения подземных скважин с помощью полученных гамма-каротажей и их анализа по формуле и условию (6) интервалы скважин были дискретизированы по параметру литологии, создавались las-файлы для загрузки в программный комплекс IRAP RMS, производилось осреднение и перестроение куба литологии модели пласта блока 2Т-4:

$$i = \frac{J - J_{min}}{J_{max} - J_{min}}, \qquad (6)$$

если $i \geq 0{,}5$, то в данном интервале присутствует неколлектор.

i – относительное значение гамма-каротажа;

J – значение гамма-каротажа в текущем интервале;

J_{min}, J_{max} – соответственно минимальное и максимальное значения гамма-каротажа в интервале скважины.

Далее в программном продукте IRAP RMS был вырезан сектор В шахтного блока 2Т-4 и экспортирован в гидродинамический симулятор CMG для дальнейших расчетов технологических показателей разработки.

На рисунке 9 представлена геолого-фильтрационная модель сектора В шахтного блока 2Т-4.

РИС. 9. Геолого-фильтрационная модель сектора В

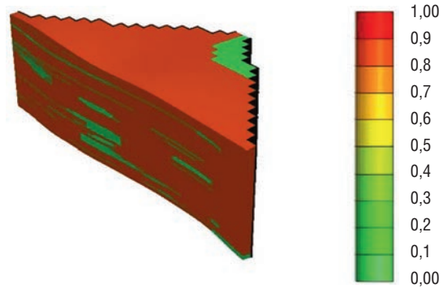


ТАБЛИЦА 4. Параметры модели

	X	Y	Z	
Размер ячеек, м	10	10	0,5	
Количество ячеек	60	41	59	Всего ячеек: **145140**

В таблице 4 представлены основные параметры геолого-фильтрационной модели.

Количество скважин в секторе В составляет 26. Из них 13 – добывающие, 13 – нагнетательные. Давление закачки принято 5 атм, температура закачиваемого агента 150°С, степень сухости пара – 0,7. Время расчета составляет 10 лет.

Основные технологические показатели разработки представлены на рисунках 10, 11.

РИС. 10. Текущие технологические показатели разработки сектора В

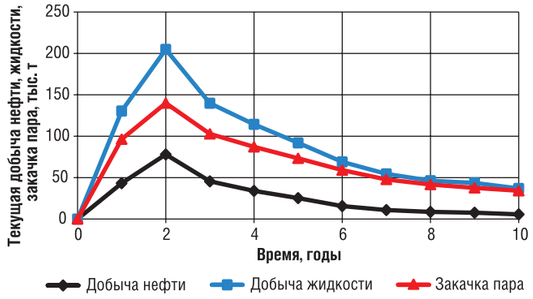
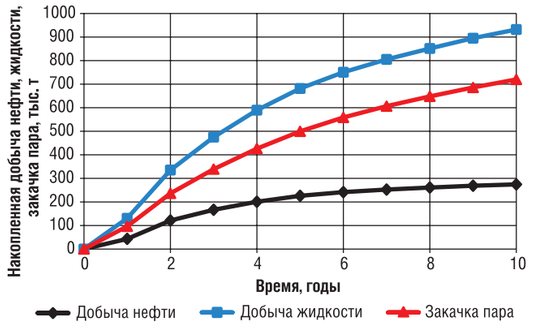


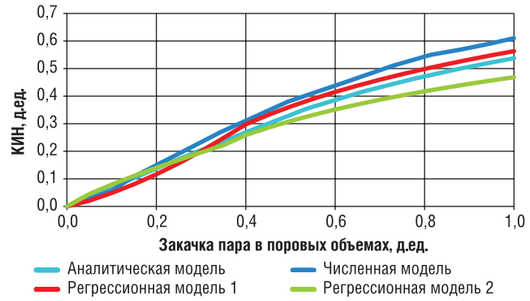
РИС. 11. Накопленные технологические показатели разработки сектора В



Сопоставление

На рисунке 12 представлено сопоставление по аналитической, регрессионной и численной моделям.

РИС. 12. Сопоставление результатов расчетов



Как видно из данного графика, наблюдается хорошая сходимость между рассматриваемыми методами, что говорит о необходимости применения рассмотренных моделей при прогнозировании технологических показателей термошахтной разработки в независимости от принятых допущений.

Выводы и рекомендации

Рассчитаны технологические показатели разработки термошахтным способом для участка шахтного блока 2Т-4 (НШ-3) с использованием численного моделирования, построения статистической регрессионной модели и аналитической модели Борисова.

Анализ результатов показал хорошую сходимость между рассматриваемыми подходами прогноза технологических показателей для трещиновато-пористого коллектора. В связи с этим на начальном этапе (закачка пара в поровых объемах пласта меньше 0,4 д.ед.) рекомендуется использовать регрессионную статистическую модель или предложенную аналитическую методику с целью оптимизации затрат рабочего времени на расчет технологических показателей разработки.

По мере сбора промысловых данных, полученных при эксплуатации шахтного блока рекомендуется использовать численное моделирование для дальнейшего прогноза технологических показателей разработки в связи с более широким учетом многочисленных факторов при использовании гидродинамического моделирования. ●

Литература

1. *Мини-проект опытно-промышленных работ по испытанию одногоризонтной системы в уклоне «Северный» НШ-2 Ярегского месторождения (2010 г.).*
2. *Мини-проект разработки шахтного блока 2Т-4 (НШ-3) по одногоризонтной системе (2016 г.).*
3. *Рузин Л.М. Разработка нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт [Текст]: метод. указания / Л.М. Рузин. – Ухта: УГТУ, 2009. – 39 с.*
4. *Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – М. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.*

KEYWORDS: *mine block, upgraded single-horizon thermal-shaft development system, single-factor statistical regression model, numerical model.*

Neftegaz.RU
номер 6/2019 г.

УДК 622.276

СУГ для ГРП

РАЗРАБОТКА НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ПОМОЩИ ТЕХНОЛОГИИ ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ В КАЧЕСТВЕ ЖИДКОСТЕЙ РАЗРЫВА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Цыганков Вадим Андреевич,
заведующий лабораторией технологических жидкостей для интенсификации добычи нефти, заместитель заведующего кафедрой (базовой) «Технологии повышения нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Магадова Любовь Абдулаевна,
директор научно-образовательного центра (НОЦ) «Промысловая химия», профессор кафедры (базовой) «Технологии повышения нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями», д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Стрижнев Кирилл Владимирович,
генеральный директор ООО «Технологический центр «Бажен», заведующий кафедрой (базовой) «Технологии повышения нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями», профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ненько Артем Валерьевич,
магистрант кафедры (базовой) «Технологии повышения нефтеизвлечения для объектов с осложненными условиями», ведущий специалист управления технологических партнерств и взаимодействия с государственными органами, ООО «Технологический центр «Бажен»

ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП). ОДНАКО ПРИМЕНЕНИЕ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ НЕ ВСЕГДА ЦЕЛЕСООБРАЗНО, НАПРИМЕР ДЛЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ, В КОЛЛЕКТОРАХ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ, ВОДОЧУВСТВИТЕЛЬНЫМИ МИНЕРАЛАМИ, НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ ИЛИ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫМИ ПОРОДАМИ. НА ОСНОВЕ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА МОЖНО СДЕЛАТЬ ВЫВОД, ЧТО ОДНОЙ ИЗ НАИБОЛЕЕ СОВРЕМЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ РАЗРЫВА ДЛЯ ТАКИХ ПЛАСТОВ МОЖЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ЖИДКОСТЬ НА ОСНОВЕ СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА ИЛИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРИМЕНЕНИЕ ТАКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ИМЕЕТ БОЛЬШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

ONE OF THE MOST EFFECTIVE METHOD OF DEVELOPMENT OF GAS AND OIL FIELDS WITH COMPLICATED HYDROCARBON PRODUCTION CONDITIONS IS HYDRAULIC FRACTURING. HOWEVER, UTILIZATION OF THE MOST COMMONLY USED WATER-BASED FRACTURING FLUIDS IS NOT ALWAYS EXPEDIENT, FOR INSTANCE FOR SHALE OIL AND GAS, RESERVOIRS WITH LOW FORMATION PRESSURE, CONTAINING WATER-SENSITIVE MINERALS, LOW-PERMEABLE OR WEAKLY-CONSOLIDATED ROCKS. ON THE BASE OF FOREIGN EXPERIENCE, IT CAN BE CONCLUDED THAT THE MOST SUITABLE AND NOVEL FRAC FLUID IS HYDROCARBON ONE BASED ON LIQUEFIED PETROLEUM GAS OR LIGHT HYDROCARBONS. THE USE OF SUCH FLUIDS IN THE FIELDS OF THE RUSSIAN FEDERATION HAS GREAT PROSPECTS

Ключевые слова: *гидроразрыв пласта, сжиженный углеводородный газ, нетрадиционные запасы, баженовская свита, жидкости разрыва.*

Опыт последнего десятилетия показывает, что основной прирост запасов России происходит за счет доразведки зрелых месторождений, а также вовлечения в разработку нетрадиционных и трудноизвлекаемых (ТрИЗ) запасов. Эту тенденцию фиксируют все крупные нефтегазовые компании России.

По подсчетам Министерства энергетики Российской Федерации, доля действующих месторождений традиционной нефти до 2035 года будет снижаться, но прежний уровень добычи планируется сохранить за счет роста добычи на новых месторождениях на суше и шельфе, развития добычи ТрИЗ (рис. 1) [1].

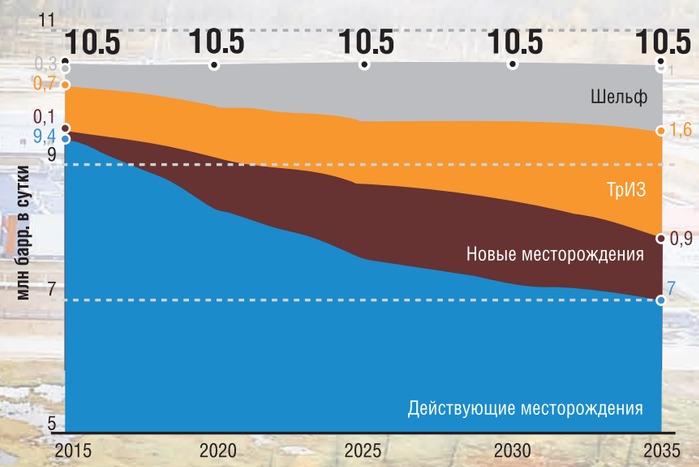
Необходимо отметить, что традиционные и нетрадиционные объекты разработки

ФАКТЫ

До 2035 г.

доля действующих месторождений традиционной нефти будет снижаться

РИС. 1. Структура добычи нефти в России до 2035

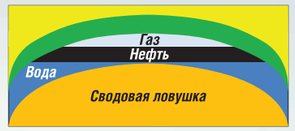
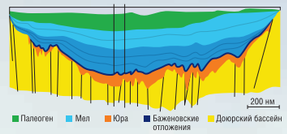


углеводородов значительно отличаются (рис. 2).

В настоящее время не существует универсального подхода к разработке баженовской свиты и аналогичным ей объектам в Российской Федерации. Для эффективной разработки месторождений с ТрИЗ и нетрадиционными запасами необходимы прорывные технологии, которые смогут перевести данные запасы в категорию рентабельных и технологически извлекаемых. Одной из таких технологий является гидравлический разрыв пласта (ГРП) с основным рабочим агентом – жидкостью (разрыва/песконосителем) на основе сжиженного углеводородного газа (СУГ). Жидкость разрыва на основе СУГ представляет собой смесь пропана и бутана, представленных в жидком состоянии. Такая жидкость существенно отличается от альтернативных – водных, содержащих неорганическую газовую фазу, такую как CO_2, N_2 и их смеси.

Технология ГРП с применением СУГ широко представлена в США и Канаде. На настоящий момент проведено более 1500 операций на месторождениях со сланцевыми формациями со средним тоннажом работ – 25 тонн/обработка [2, 3]. Однако со временем активность ее применения снижается ввиду

РИС. 2. Ключевые отличия традиционных и нетрадиционных коллекторов

	Традиционный	Нетрадиционный
		
Структурный фактор	определяет наличие ловушки	не играет роли
Пустотное пространство	поровый объем	трещины, нанопустоты
Положение контакта	определяет объем запасов	отсутствует как понятие
Оценка НГЗ	объемный метод	косвенно
Заполнение ловушки	миграция	миграция + созревание + генерация
Извлекаемые запасы	КИН = $К_{охв}$ * $К_{выт}$	область дренирования создается искуственно

повышенной стоимости работ. Экономическая специфика упомянутых стран показывает, что наиболее дешевым вариантом является бурение горизонтальных скважин с проведением на них менее эффективного, но более дешевого ГРП с водными жидкостями, чем более эффективного, но дорогого ГРП с жидкостями на основе сжиженных газов.

Запуск данной технологии за рубежом был продиктован здравым смыслом, а также экологическими требованиями и ограничениями. По данным зарубежной статистики для обработки сланцевых формаций требуется в среднем 800–1300 м³ воды на 1 скважину [2]. Для начала такие количества жидкости требуется найти, обработать химическими реагентами и закачать в продуктивный пласт. После обработки встает проблема освоения скважины. Ввиду низких проницаемостей сланцевых формаций, наличия набухающих минералов в пласте и повышенной остаточной вязкости жидкости ГРП, более 50 % водной жидкости ГРП остается в пластах после их обработки. На примере месторождения МакКалли (Канада) было отмечено, что для отработки водной жидкости разрыва необходимо до нескольких лет [2]. После извлечения огромных объемов воды встает проблема ее утилизации. Кроме того, стоит упомянуть о рисках сохранения целостности скважины в процессе освоения. В большинстве случаев для освоения скважины после ГРП приходится снижать давление скважины до атмосферного, что значительно увеличивает степень нарушения целостности скважины [2].

Если представить графически сравнение ГРП с водной жидкостью и гидроразрыв с жидкостью на основе сжиженных газов либо легких углеводородов (рис. 3 и 4), можно сразу понять, за счет чего достигается дополнительный эффект. В случае углеводородов видно, что эффективная длина трещины в два раза больше, соответственно и дебит такой скважины будет тоже выше. Если еще принять во внимание, что остаточная проводимость трещины после ГРП с углеводородами составляет более 90 %, а с водной жидкостью не превышает и 40 %, то исходя из этого становится очевиден получаемый эффект от обработки [2].

Данный факт блокировки жидкости разрыва может быть подтвержден недавними исследованиями (рис. 5), проведенными в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, которые показывают, что преобладающее количество пород баженовской свиты набухает при контакте с водной жидкостью ГРП.

ФАКТЫ

До **1300** м³

воды требуется на 1 скважину для обработки сланцевых формаций

РИС. 3. Характеристики трещины, образованной водным гелем для гидроразрыва

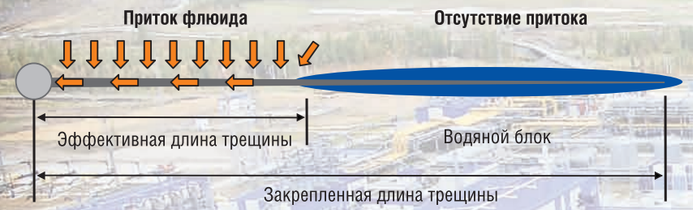
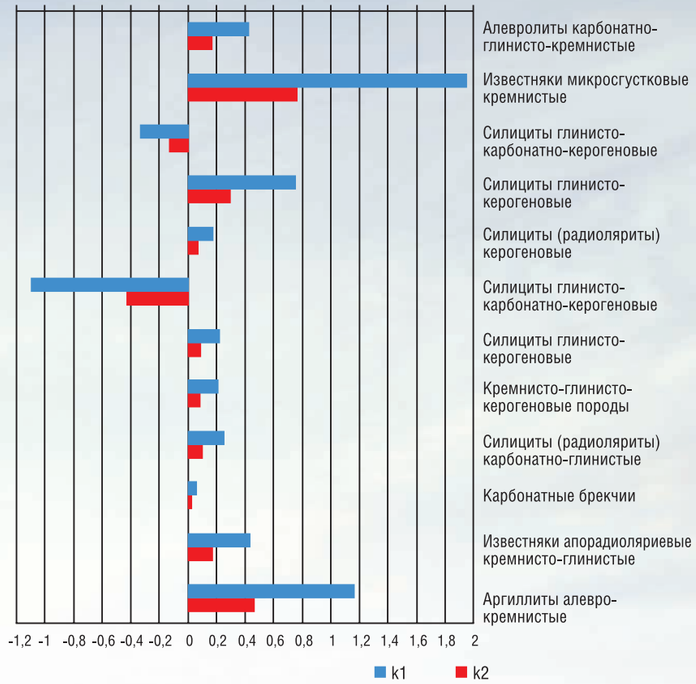


РИС. 4. Характеристики трещины, образованной гелем на основании легких углеводородов

РИС. 5. Совместимость водных жидкостей разрыва и минералов баженовской свиты



Коэффициент набухания k1 равен отношению жидкости, пошедшей на набухание породы к объему образца
Коэффициент набухания k2 равен отношению жидкости, пошедшей на набухание породы к массе образца

ФАКТЫ

Более **1500**

операций проведено на месторождениях со сланцевыми формациями со средним тоннажом работ 25 тонн/обработка

ТАБЛИЦА 1. Характеристики жидкостей, влияющие на освоение скважины после ГРП

Жидкость	Плотность при 20 °С, г/см³	Вязкость при 40 °С, сП	Поверхностное натяжение на границе с CH_4 при 20 °С, дин/см
Вода	1	0,66	72,8
Нефть	0,78–0,85	1–10	21,8
Сжиженные (пропан/бутан)	0,51–0,58	0,08–0,14	7,6–12,4

Простоту освоения скважин после гидравлического разрыва пласта можно также оценить, сравнив характеристики базовых жидкостей для ГРП (табл. 1) [3].

Из таблицы видно, что плотность углеводородных газов в два раза меньше, чем у воды, что обуславливает пониженное давление гидростатического столба жидкости в скважине, таким образом, освоение будет проходить легче; вязкость пропан/бутана в 6 раз ниже, чем у воды, следовательно, требуется меньший перепад давления для продвижения жидкости по трещине при освоении; поверхностное натяжение используемых газов в 6 раз ниже, чем у воды, из чего следует пониженное капиллярное давление при движении через пористую среду, т.е. при продвижении по матрице пласта жидкость будет испытывать меньший тормозящий эффект при контакте с породой и пластовым флюидом. Еще стоит отметить, что 1 м³ жидкого углеводородного газа может конвертироваться в 272 м³ обычного газа, таким образом, при освоении скважины жидкость будет газировать сама себя, т.е. она является самогазирующейся.

В целом область применения технологии ГРП с СУГ на объектах с ТрИЗ (месторождениях с нетрадиционными запасами углеводородов), а также месторождениях с осложненными условиями добычи может быть представлена следующими объектами:

- пласты баженовской, доманиковой, хадумской и абалакской свиты;
- низкопроницаемые газовые и нефтяные коллекторы;
- пласты с водочувствительными породами (например, туронские

ТАБЛИЦА 2. Сравнение затрат при проведении ГРП на водной основе и ГРП с СУГ

Статья затрат	ГРП с водной жидкостью, тыс. руб.	ГРП с жидкостью на основе СУГ, тыс. руб.
Обработка (4 насосные установки по 2500 л.с.)	1440	1956
Жидкость ГРП	390	3900
Проппант (50 тонн)	1105	1105
Регенерация и утилизация воды	65	0
Регенерация СУГ	0	130
Возврат стоимости регенерируемого СУГ (до 99 % извлечения)	0	- 2730
Всего	**3000**	**4361**

отложения, отложения Новопортовского м/р, Мессояхского м/р, черкабожской свиты и др.);

- продуктивные пласты с существующим риском прорыва в выше-/нижележащие водяные/газовые прослои (большая эффективная длина трещины ГРП позволяет закачивать меньшие количества жидкости и проппанта для достижения желаемого дебита скважины);
- продуктивные коллекторы с «посаженным» пластовым давлением;
- слабоконсолидированные коллекторы (пласты с ограничениями по перепаду давления при освоении скважины).

Установление технологического эффекта для пластов со сверхнизкими проницаемостями, лежащими в области нано- и микроДарси, является задачей нетривиальной, поскольку привычные методы исчисления притока пластового флюида к скважине перестают подчиняться линейному закону течения.
На это обращали внимание в своих работах И.М. Абдурахманов, А.В. Гуревич, Р.Д. Каневская, С.Е. Холодовский, А.Ф. Зазовский, A.C. Gringarten, E. Ozkan, А.Б. Золотухин.

По разным расчетным методикам относительный дебит по скважине, на которой был проведен гидроразрыв пласта по технологии со сжиженным газом, увеличивается в 1,2–2 раза по сравнению со стандартным водным гидравлическим разрывом пласта. По литературным данным этот показатель меняется в диапазоне от 1,3 до 3 раз.

Что касается создания так называемого искусственного коллектора (stimulated reservoir volume – SRV), его значение возрастает минимум на 25 % (для случая планарной трещины ГРП). Для ветвящихся трещин данный показатель может быть еще больше. К таким результатам можно прийти исходя из геометрических параметров трещины гидроразрыва.

В соответствии с литературными данными показатель SRV имеет стабильную корреляцию с показателем КИН. Увеличение искусственного коллектора на 25 % приводит к увеличению КИН в 1,6 раза [4].

ФАКТЫ

Более **50** %

водной жидкости ГРП остается в пластах после их обработки

При сравнении стоимостей традиционного ГРП на водной основе и ГРП с применением СУГ выявлено, что стоимость одной операции с применением сжиженного углеводородного газа превышает на 45 % (табл. 2).

UDC (Ultimate Drilling Cost – отношение приведенных затрат на строительство горизонтальной скважины с многостадийным ГРП к накопленной добыче на скважину) для скважин нетрадиционных запасов углеводородов является одним из ключевых показателей эффективности разработки. Применение технологии ГРП с жидкостью разрыва на основе СУГ позволяет снизить UDC эталонной скважины баженовской свиты с горизонтальным стволом равным 1500 метрам и 30 стадиями многостадийного ГРП на 3,3 тыс. руб./тонн нефти. Данный эффект основывается на увеличении накопленной добычи на скважину на 60 %.

Открытым остается вопрос рисков и неопределенностей в рамках технологии ГРП с СУГ. На текущий момент они выглядят следующим образом:

1. В настоящее время в нефтяной промышленности Российской Федерации отсутствует комплекс специальных норм и правил, обеспечивающих безопасное проведение ГРП с использованием сжиженных газов. Следовательно, необходимо либо руководствоваться существующими нормативными документами, применяемыми в нефтяной и газовой промышленности, либо разработать обоснование безопасности на типовую технологическую операцию по проведению ГРП со сжиженным газом;
2. Повышенная пожаровзрывоопасность операций требует дополнительных мер предосторожности: учет опубликованного опыта западных компаний по внедрению мер повышенной безопасности, разработка и применение стандарта и правил при проведении подобного рода работ, использование тепловых камер и газоанализаторов, применение специализированные СИЗ, средств пожаротушения и пр.;
3. Традиционное лабораторное оборудование для тестирования жидкостей гидроразрыва не подходит для анализа новых предлагаемых типов жидкостей. Однако в нашей стране накоплен достаточный потенциал для решения данного вопроса. Крупные научные центры, проектные институты и небольшие инновационные предприятия имеют огромный опыт и множество новаторских идей по созданию такого оборудования;
4. Касательно разработки и производства химических реагентов для получения углеводородного геля ГРП – производственные мощности и опыт изготовления подобных систем в России есть. В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в течение нескольких десятилетий ведутся научные работы, связанные с гелированием индивидуальных углеводородов различной молекулярной массы, их смесей, а также природных углеводородов (нефти, газоконденсата) и отдельных углеводородных фракций;
5. Сама технология хранения, операционной подготовки и закачки сжиженного газа подразумевает наличие на кустовой площадке специфического оборудования:

ФАКТЫ

1 м³

жидкого углеводородного газа может конвертироваться в 272 м³ обычного газа

емкостей хранения, блендера, проппантного сайла, модифицированных уплотнительных соединений, оборудования для регенерации жидкости разрыва и т.д. Стоимость такого оборудования довольно высока. В большинстве случаев значительные капитальные затраты и некоторая степень неопределенности в плане получения желаемого эффекта от предложенных инноваций, являются серьезными препятствиями при финансировании проекта;

6. Для реализации данной технологии требуются большие количества сжиженного газа. Доступность этих газов не является проблемой. Необходимые фракции в достаточных количествах производятся на газоперерабатывающих заводах РФ (31 завод). В частности, для Западной Сибири – это более 4,5 млн т. В том числе не следует забывать о заводах стабилизации газового конденсата;
7. Отсутствие специалистов по проведению подобных работ в России диктует на начальном этапе необходимость привлечения достаточного числа экспертов из различных областей отечественной промышленности, однако сразу следует задумываться о том, чтобы создавать собственную школу ГРП и культуру производства сложных высокотехнологичных работ.

Литература

1. *Новак А.В. Россия на глобальном энергетическом рынке: стабильность и ответственность / Презентация. Вена, 2015.*
2. *D.P. Leblanc, D.G. Graves, E. Tudor, R. Lestz. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing in the McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. SPE-144093. 2011. p. 27.*
3. *E.H. Tudor, G.W. Nevison, S. Allen, B. Pike. 100% Gelled LPG Fracturing Process: An Alternative to Conventional Water-Based Fracturing Techniques SPE-124495-MS. 2009. p. 15.*
4. *Gaurav, S. Kashikar. Stimulated Rock Volume and Estimated Ultimate Recovery. URTEC-2131921-MS. 2015. p. 8.*

KEYWORDS: *hydraulic fracturing, liquefied hydrocarbon gas, unconventional reserves, Bazhenov formation, fracturing fluids.*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

с боковыми стволами малого диаметра

Ивановский Владимир Николаевич,
заведующий кафедрой МОНиГП, академик РАЕН, профессор, д.т.н.

Сабиров Альберт Азгарович,
доцент кафедры МОНиГП, к.т.н.

Деговцов Алексей Валентинович,
доцент кафедры МОНиГП, к.т.н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Третьяков Олег Владимирович,
генеральный директор

Мазеин Игорь Иванович,
первый заместитель генерального директора – главный инженер

Меркушев Сергей Владимирович,
начальник Управления технологии добычи нефти и газа

Красноборов Денис Николаевич,
ведущий инженер отдела добычи нефти

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

УДК 622.24.05

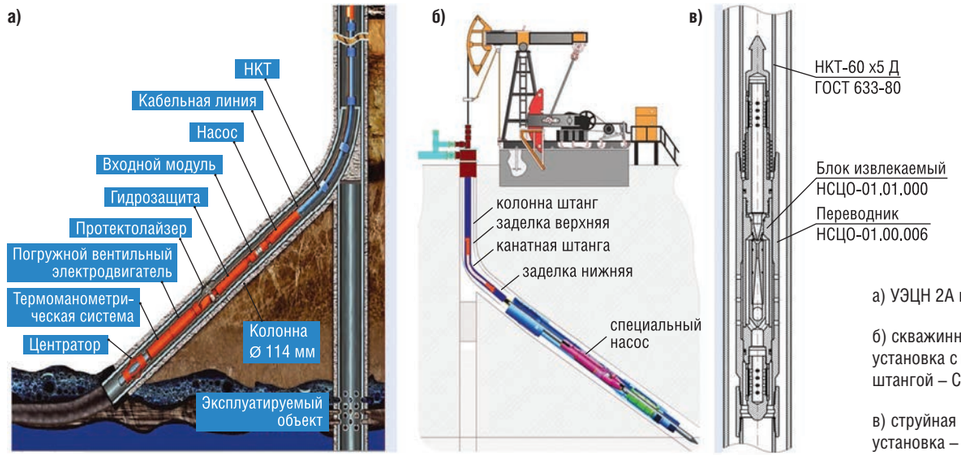
СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА СОВМЕСТНЫМ РАБОТАМ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА И ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ПО СОЗДАНИЮ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА. СЕГОДНЯ БОЛЬШОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПОЛУЧИЛО БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА ИЗ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТОРЫХ НЕВОЗМОЖНА ИЛИ НЕРЕНТАБЕЛЬНА. ОТ 30 ДО 50% ТАКИХ СКВАЖИН ИМЕЮТ ЗАРЕЗКУ БОКОВЫХ НА ГЛУБИНЕ 800–1100 М, ЧТО ВЫЗЫВАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЗАПЛАНИРОВАННЫХ ДЕБИТОВ РАЗМЕЩАТЬ НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕПОСРЕДСТВЕННО В БОКОВОМ СТВОЛЕ. РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА СОВМЕСТНО С ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» РАЗРАБОТАНЫ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫЕ ВИДЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА. ЭТО – СКВАЖИННЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ С КАНАТНОЙ ШТАНГОЙ (СНУ С КШ) И СТРУЙНЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ (СНУ), А ТАКЖЕ КОМПЛЕКС ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ РАБОТЫ В СКВАЖИНЕ. ОБОРУДОВАНИЕ УСПЕШНО ПРОШЛО ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ПЕРЕВЕДЕНО В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ. В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ КОМПЛЕКСОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ДАНО ЕГО ОПИСАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ, РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ И ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE JOINT WORK OF NATIONAL UNIVERSITY OF OIL AND GAS «GUBKIN UNIVERSITY», AND LLC "LUKOIL-PERM" ON THE CREATION OF NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT FOR EFFICIENT OPERATION OF OIL WELLS WITH LATERAL TRUNKS OF SMALL DIAMETER. TODAY, DRILLING OF SMALL-DIAMETER LATERAL SHAFTS FROM WELLS, THE OPERATION OF WHICH IS IMPOSSIBLE OR UNPROFITABLE, HAS BECOME WIDESPREAD IN THE FIELDS AT THE FINAL STAGE OF OPERATION. FROM 30% TO 50% OF SUCH WELLS HAVE SIDE CUTTING AT A DEPTH OF 800–1100 M, WHICH CAUSES THE NEED FOR THEIR OPERATION TO ACHIEVE THE PLANNED FLOW RATES TO PLACE PUMPING EQUIPMENT DIRECTLY IN THE SIDE SHAFT. NATIONAL UNIVERSITY OF OIL AND GAS «GUBKIN UNIVERSITY», TOGETHER WITH LLC "LUKOIL-PERM" HAS DEVELOPED A FUNDAMENTALLY NEW TYPES OF EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES FOR THE EFFICIENT EXPLOITATION OF OIL WELLS WITH LATERAL TRUNKS OF SMALL DIAMETER. THESE ARE DOWNHOLE PUMPING UNITS WITH A CABLE ROD (DPU CR) AND JET PUMPING UNITS (GPU), AS WELL AS A SET OF SOFTWARE TOOLS FOR THE SELECTION OF EQUIPMENT TO THE WORKING CONDITIONS IN THE WELL. EQUIPMENT HAS BEEN PILOT-FIELD TESTED AND TRANSLATED INTO COMMERCIAL OPERATION. THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF WORK ON THE CREATION OF EQUIPMENT COMPLEXES, ITS DESCRIPTION AND APPLICATION TECHNOLOGY, THE RESULTS OF BENCH AND FIELD TESTS

Ключевые слова: *эксплуатация нефтяных скважин, технологии и оборудование, боковые стволы малого диаметра, завершающая стадия эксплуатации, насосное оборудование.*

В настоящее время значительное количество месторождений в Российской Федерации находится на завершающей стадии эксплуатации, при этом для снижения эксплуатационных затрат большое распространение получило бурение боковых стволов малого диаметра из скважин, эксплуатация которых невозможна (не удается ликвидировать негерметичность цементного камня, эксплуатационной колонны, поднять насосное оборудование после его полета) или нерентабельна из-за высокой обводненности. От 30 до 50% таких скважин имеют зарезку боковых на глубине 800–1100 м, что вызывает необходимость при их эксплуатации для достижения запланированных дебитов размещать насосное оборудование непосредственно в боковом стволе [1].

РИС. 1. Оборудование для эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра



а) УЭЦН 2А габарита;

б) скважинная насосная установка с канатной штангой – СНУ с КШ;

в) струйная насосная установка – СНУ

Эксплуатация скважин с боковыми стволами осложняется малыми внутренними диаметрами эксплуатационных колонн (89 мм и 102 мм), высокими темпами набора кривизны, доходящими до 14–19° на 10 м, большими отклонениями от вертикали (55–70°). Все это не позволяет использовать стандартное насосное оборудование [2].

Сегодня существует несколько видов специального насосного оборудования, созданного для эффективной эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра (БСМД), которое уже прошло опытно-промысловые испытания (ОПИ) и переведено в промышленную эксплуатацию или находится на завершающей стадии ОПИ. К такому оборудованию можно отнести (рисунок 1):

- Малогабаритные установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН 2А и 3-го габарита);
- Скважинные насосные установки с канатной штангой (СНУ с КШ);
- Струйные насосные установки (СНУ).

УЭЦН 2А и 3-го габарита в настоящее время выпускаются ООО «Новомет», ООО «Алмаз», ООО «Алнас».

Ступени для малогабаритных ЭЦН создавались с учетом большого опыта работы ЭЦН других габаритов, за счет чего ступени габаритов 3 и 2А получились довольно удачными по энергоэффективности – их КПД достигает 60% (у фирмы «Новомет»).

Напоры ступеней невелики – 2,5–2,7 м при стандартной частоте вращения (2910 об/мин), поэтому для повышения напора используются высокоскоростные вентильные ПЭД (ВПЭД): частоты вращения вала от 4500 до 6000 об/мин.

Несмотря на использование высокой частоты вращения длина насосной установки, особенно при использовании ГС, может достигать 7,3–22,2 м (длина ВПЭД – от 2,5 до 7 м + длина насоса от 4 до 14 м + длина ГС – 0,8–1,2 м), что создает очень большие проблемы по работе таких установок в БСМД, имеющими большие темпы набора кривизны (малые радиусы искривления).

Главными недостатками малогабаритных ступеней являются гидравлические каналы малого проходного сечения в рабочих колесах и направляющих аппаратах, что может приводить к засорению их солями и механическими примесями, а также требует применение газосепараторов (ГС) при наличии свободного газа [3].

В условиях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» использование малогабаритных УЭЦН не получило широкого применения из-за высокой стоимости оборудования и недостаточно высоких дебитов скважин с боковыми стволами малого диаметра.

Оборудованием, которое активно используется в последние годы для эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра в Пермском крае, являются скважинные насосные установки с канатной штангой (СНУ с КШ).

Скважинная насосная установка с канатной штангой разработана в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Установка (см. рисунок 1 б) включает в себя: привод в виде станка качалки (в качестве привода могут использоваться гидравлические, цепные и другие типы приводов), штангового насоса специальной конструкции, колонны канатных штанг, которая устанавливается в месте интенсивного набора кривизны [4, 5].

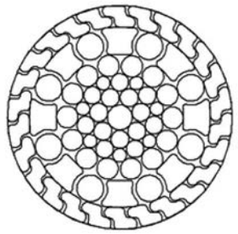
Создание нового вида оборудования и технологии его применения – непростая задача. Работы по созданию СНУ с КШ начались в 2011 году, за это время были разработаны:

- Технические условия на канаты закрытой конструкции для производства канатной штанги;
- Комплекс оборудования для соединения канатных штанг с плунжером насоса и колонной штанг;
- Специальные насосы, обеспечивающие растяжение канатных штанг при ходе плунжера вниз;

ТАБЛИЦА 1

Диаметр каната, мм	Расчетная масса 1 м смазанного каната, кг	Разрывное усилие каната, кН, не менее
1	2	3
16,0	1,4	206
20,0	2,3	362
22,0	2,6	371
25,0	3,5	487
28,0	4,4	627
30,0	5,1	697

Характеристика каната			Конструкция
Диаметр, мм	Количество, шт.		
	слоев	проволок	
16,0	5	78	Z25 + X9 / Ø9 + 36(14+7/7+7+1)
20,0	5	78	Z26 + X8 / Ø8 + 36(14+7/7+7+1)
22,0	5	83	Z29 + X9 / Ø9 + 36(14+7/7+7+1)
25,0	5	84	Z28 + X10 / Ø10 + 36(14+7/7+7+1)
28,0	5	91	Z32 + X12 / Ø12 + 36(14+7/7+7+1)
30,0	6	110	Z29 + 13 / Ø13 + Ø19 + 36(14+7/7+7+1)



- Программный блок для подбора СНУ с КШ к параметрам скважины, входящий программный комплекс «Автотехнолог»;
- Руководящий документ, включающий требования, инструкции и рекомендация по работе с канатной штангой.

Канатная штанга является наиболее важным элементом всей установки. Канаты при их использовании в качестве колонны штанг должны обладать достаточной прочностью и модулем упругости, такими свойствами обладают канаты закрытой конструкции. Многочисленные лабораторные и опытно-промысловые испытания канатов различной конструкции позволили разработать технические условия на канаты закрытой конструкции для производства канатной штанги [6]. Параметры канатов закрытой конструкции для производства канатной штанги представлены в таблице 1.

Техническими условиями предусмотрен выпуск канатных штанг трех исполнений (рисунок 2, 3): *стандартное (группа К1)*; *коррозионностойкое (группа К2)*, с оцинкованным покрытием всех проволок; *коррозионностойкое (группа К3)*, с оцинкованным покрытием всех проволок и наружным полимерным покрытием Poketon M630F.

Стендовые лабораторные испытания образцов канатной штанги с полимерным покрытием показали, что полимерное покрытие служит не только защитой от коррозионного воздействия пластовой продукции, но и защищает канат от распушения в результате действия сжимающих нагрузок. При монтаже плунжера насоса или в процессе эксплуатации (из-за большой кривизны, отложения АСПО, подклинивания плунжера насоса и т.д.) на канатные штанги могут действовать сжимающие нагрузки, приводящие к потере устойчивости каната и его распушению.

При дальнейшей работе установки из-за переменного изгиба в месте распушения происходят разрушения проволок канатной штанги и ее обрыв. На рисунке 3 показаны результаты испытания образцов канатных штанг с полимерным покрытием и без него.

Канатная штанга с полимерным покрытием проходит ОПИ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». На рисунке 4 показан монтаж канатной штанги

РИС. 2. Канатная штанга

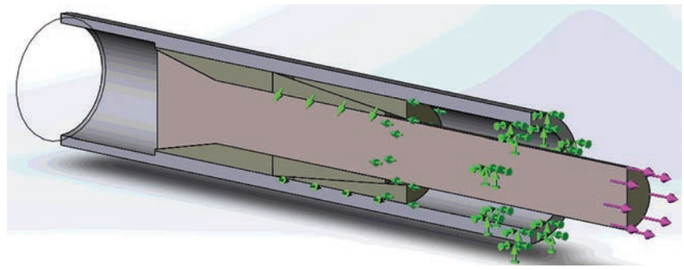
а) с полимерным покрытием (распушения нет);
б) распушение канатной штанги без покрытия

РИС. 3. Испытание образцов канатных штанг на сжатие

РИС. 4. Монтаж канатной штанги с полимерным покрытием на скважине

РИС. 5. Разрушение канатных штанг в заделке и корпуса заделки

РИС. 6. 3D-модель заделки канатной штанги для проведения прочностных расчетов в программном комплексе Solid Works



с полимерным покрытием на скважине, для спуска канатной штанги используется геофизическая лебедка и система роликов.

Важным элементом канатной штанги являются заделки, которые служат для соединения каната с колонной обычных штанг и должны обеспечивать равномерное нагружение всех проволок каната. Заделка состоит из корпуса, внутри которого расположены две конические втулки, в одной втулке канат распушается с помощью клиньев, а во второй установлены клиновые вкладыши, обжимающие канат по наружной поверхности [7, 8].

Первые опытно-промысловые испытания показали, что в ряде случаев происходит разрушение как самого каната в заделке, так и отдельных элементов заделки (рисунок 5).

Для оптимизации конструкции в программном комплексе SolidWorks были проведены прочностные расчеты всех элементов заделки и подобраны их оптимальные геометрические параметры, обеспечивающие минимальные контактные напряжения в канатных штангах. На рисунке 6 показана 3D-модель заделки канатной штанги для проведения прочностных расчетов.

Для нормальной работы канатной штанги используются насосы специальной конструкции, которые обеспечивают растягивающую нагрузку на канатные штанги при ходе плунжера насоса вниз. В настоящее время в СНУ с КШ используется специальный насос СПР, производства «Элкам-Нефтемаш» (рисунок 7а).

Недостатком данного насоса является зависимость растягивающей нагрузки от динамического уровня жидкости в скважине. В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности разработан насос с разрядной камерой ННРК, который обеспечивает увеличение нагрузки на нижнюю часть колонны штанг и не допускает «сжатия» канатной штанги (рисунок 7б) [9].

Три опытных образца насосов с разрядной камерой ННРК 44/27 были изготовлены в ООО «НКНМ» и в настоящее время в соответствии с утвержденной методикой проходят ОПИ на скважинах в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». На рисунке 8 показан процесс монтажа насоса с разрядной камерой ННРК 44/27 и динамограмма работы насоса.

Канатная штанга, обладая высокой прочностью, имеет условный модуль упругости ниже модуля упругости стандартной штанги, что увеличивает её удлинение и снижает подачу насоса, кроме

РИС. 7. Специальные насосы, применяемые в СНУ с КШ

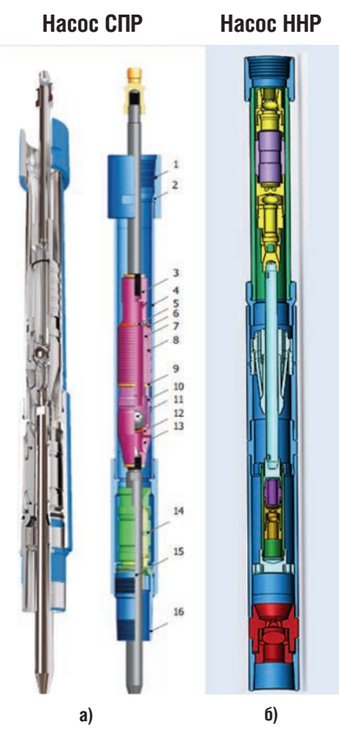


РИС. 8. Монтаж насоса с разрядной камерой ННРК 44/27 и динамограмма его работы

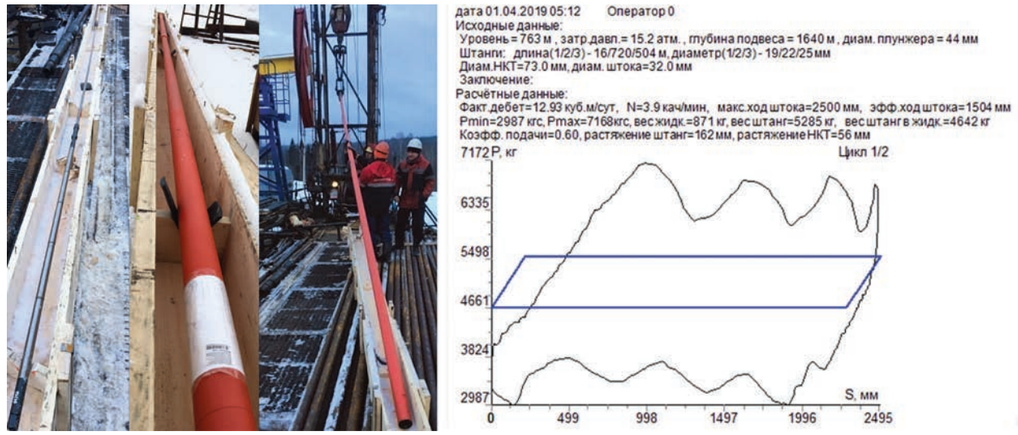
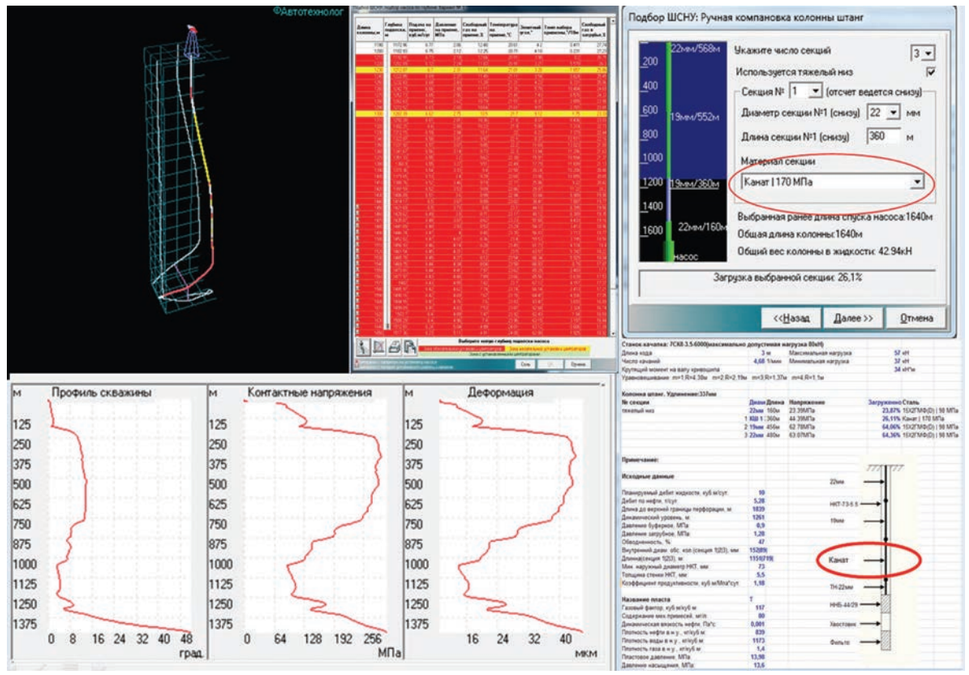


РИС. 9. Подбор СНУ с КШ по параметрам скважины в ПК «Автотехнолог»



того, для работы в боковом стволе необходима установка канатной штанги в месте наиболее интенсивного набора кривизны.

Все это потребовало создания методики подбора СНУ с КШ к условиям скважины, которая была реализована в программном блоке в ПК «Автотехнолог» [10]. Программа позволяет строить профиль скважины и дает рекомендации по месту установки канатной штанги, при этом выводится информация о контактных нагрузках и деформациях (износе) колонны НКТ от трения канатной штанги, рассчитывается оптимальная конструкция штанговой колонны и параметры работы установки, обеспечивающие необходимый дебит скважины (рисунок 9).

Расчеты, которые подтверждаются практикой применения СНУ с КШ, показывают, что применение канатной штанги снижает в 50–100 раз интенсивность износа НКТ в скважинах со сложной инклинометрией.

В настоящее время СНУ с КШ используются для промышленной эксплуатации более 85 скважин с боковыми стволами в компаниях: ПАО НК «ЛУКОЙЛ» (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»); ПАО НК «РОСНЕФТЬ (Самотлорнефтегаз, Самаранефтегаз, Оренбургнефть, Удмуртнефть); ООО «УК "Шешмаойл"»; «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»;

ТАБЛИЦА 2

№	Наименование компании	Количество скважин, шт.	Максимальная наработка КШ, сут.
1	ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ	74	1551
2	РН «Самаранефтегаз»	12	1394
3	РН «Самотлорнефтегаз»	9	148
4	РН «Башнефть»	2	756
5	РН «Удмуртнефть»	2	369
6	Шешмаойл	7	760
7	Зарубежнефть	2	1255
8	Урал-Ойл	2	486

ООО «УралОйл». Кроме этого, идут опытно-промышленные испытания в других нефтедобывающих компаниях России и зарубежья. На наработку канатной штанги влияют различные факторы, такие как кривизна скважины, отклонение скважины от вертикали, длина канатной штанги, наличие АСПО и др. [11], в таблице 2 представлены данные по наработке канатной штанги. Невысокие значения наработки в ряде добывающих обществ связаны с тем, что СНУ с КШ монтировались в 2017 и 2018 годах.

Необходимо отметить, что применение насосных установок с канатными штангами позволило увеличить добычу нефти из скважин с боковыми стволами малого диаметра в среднем на 2,0–3,5 т/сутки и увеличить среднюю наработку до отказа штанговых колонн и колонн НКТ со 180 до 500 суток.

Еще одна технология для добычи нефти из скважин с боковыми стволами малого диаметра, разработанная РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», – это струйные насосные установки.

К преимуществам применения струйных насосов относятся:

- малые габариты (длина насоса не превышает 1 м при диаметре 48 мм), что позволяет использовать такое оборудование даже в очень сложных по инклинометрии боковых стволах малого диаметра;
- широкий диапазон по дебиту и возможность стабильно отбирать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа, плавно регулировать и поддерживать на заданном уровне забойное давление и дебит за счет регулирования давления и объема закачиваемого рабочего агента;
- простота конструкции, отсутствие движущихся деталей обеспечивает высокий межремонтный период, изнашиваемая часть насоса – сопло – может быть изготовлена из износостойких материалов;
- возможность исполнения насоса в виде свободно сбрасываемого агрегата, т.е. смена сопел может производиться без подъема колонны НКТ;
- подача насосной установки мало зависит от вязкости (до 500 сП).

Малые диаметральные габариты позволяют использовать струйные насосы в скважинах с боковыми стволами с эксплуатационной колонной диаметром 102 мм (внутренний диаметр 89 мм), с темпами набора кривизны более 20° на 10 м.

На рисунке 10 приведена общая схема установки струйного насоса. В качестве силовой жидкости используется вода из системы ППД. Силовая жидкость подается на струйный насос по колонне НКТ, пластовая продукция поступает на устье скважины по затрубному пространству, для разобщения затрубного пространства используется пакер [12, 13].

На рисунке 11 показан струйный насос, его монтаж на устье скважины и обустройство устья добывающей скважины, оборудованной установкой струйного насоса и нагнетательной скважины, вода из которой используется в качестве силовой жидкости.

РИС. 10. Общая схема струйной насосной установки для добычи нефти из скважин с боковыми стволами малого диаметра

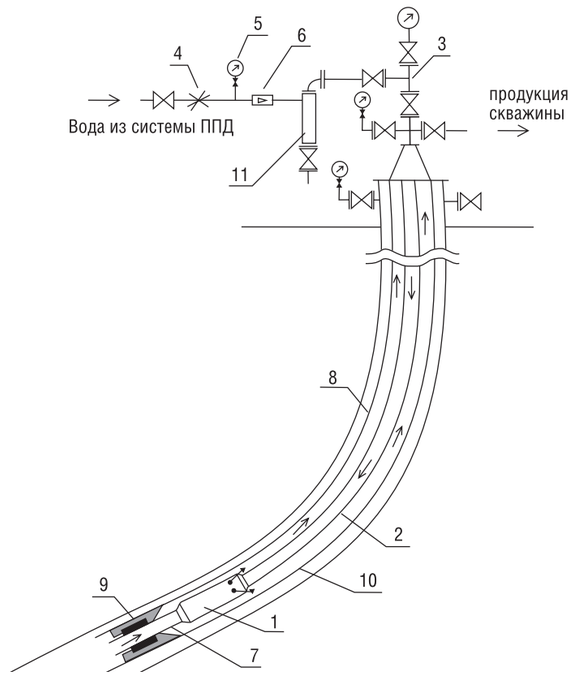
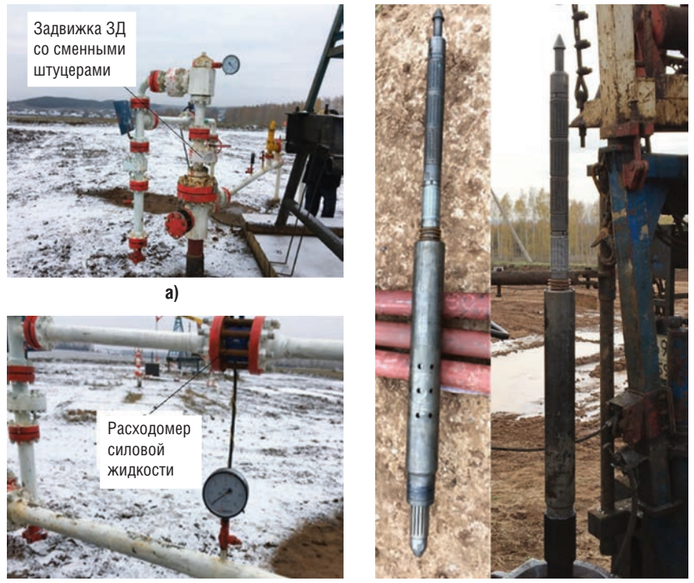


РИС. 11. Оборудование для работы со струйными насосными установками



а) б) в)

а – устьевое оборудование со сменными штуцерами добывающей скважины; б – расходомер силовой жидкости (нагнетательная скважина); в – струйный насос перед спуском и на устье скважины

Контроль за работой установки струйного насоса осуществляется с помощью глубинного манометра, установленного в подпакерной зоне (на рисунке 12 показаны показания глубинного манометра во время работы установки струйного насоса), устьевых манометров и расходомера, измеряющего расход силовой жидкости. Регулирование работы установки осуществляется сменным штуцером, регулирующим расход рабочей жидкости. Сменные штуцеры размещаются в диске задвижки типа ЗД, установленной в устьевом оборудовании скважины, на которой внедряется струйная насосная установка.

Основным элементом струйного насоса является сопло и камера смешения, при этом сопло в процессе работы подвергается значительным нагрузкам (скорость истечения жидкости из сопла может превышать скорость звука), которые могут приводить к разрушению проточной части сопла. Проведенные численные исследования в среде Flow Simulation программного комплекса Solid Works позволили оптимизировать конструкцию сопла и камеры смешения.

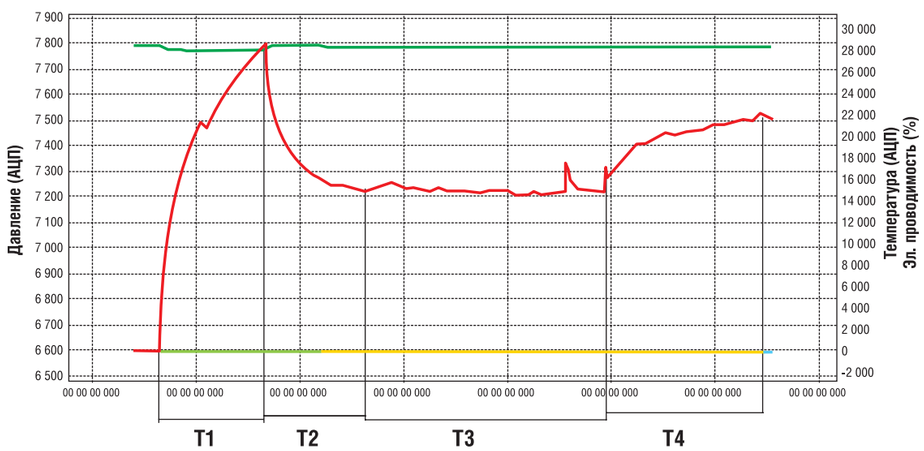
В качестве материала предложено использовать твердый стлав ВК-6. На рисунке 13 показан процесс численного моделирования напряженного состояния сопла и элементы струйного аппарата (сопло и камера смешения, выполненные из твердого сплава ВК-6).

Для подбора установки струйного насоса также был разработан расчетный блок «Струйный насос» в ПК «Автотехнолог», позволяющий подбирать установку по параметрам скважины.

При подборе установки струйного насоса в ПК «Автотехнолог» по данным скважины определяется (рисунок 14) [14]:

- подача рабочей (эжектирующей) жидкости,
- расход перекачиваемой (эжектируемой) среды,
- напор струйного насоса,
- мощность силового насоса,
- давление силового насоса,
- КПД струйного насоса,
- типоразмеры основных узлов струйного аппарата.

РИС. 12. Показания глубинного манометра во время работы установки струйного насоса



T1 – время освоения скважины после ПРС;

T2 – время выхода скважины на режим Q1;

T3 – время стабильной работы в режиме Q1;

T4 – время перевода скважины на режим с подачей Q2

РИС. 13. Напряженное состояние сопла и элементы струйного аппарата, выполненные из твердого сплава ВК-6

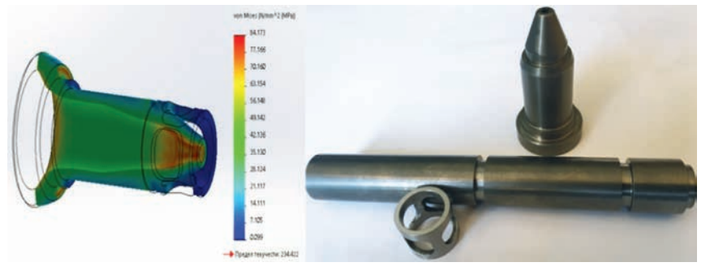
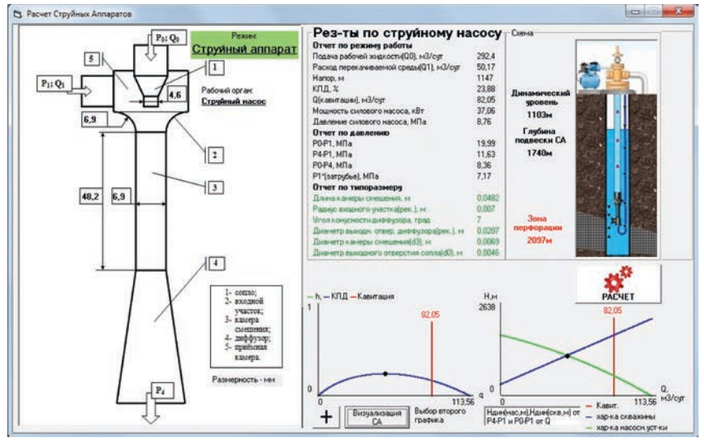


РИС. 14. Результат определения типоразмеров основных узлов струйного насоса



В настоящее время на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в рамках ОПИ шесть скважин с боковыми стволами малого диаметра эксплуатируются струйными насосными установками. Максимальная наработка до отказа струйного насоса составила 562 суток. В 2019 году планируется внедрение ещё 11 комплектов струйных установок.

Применение струйных установок позволило увеличить дебит скважин с боковыми стволами малого диаметра на 3,0– 5,2 т/сутки, при этом стоимость оборудования таких скважин примерно в 3–4 раза ниже, чем при использовании малогабаритных установок электроприводных центробежных насосов.

Таким образом, в настоящее время в Российской Федерации разработаны уникальные новые технологии и комплексы оборудования, позволяющие эффективно эксплуатировать мало- и среднедебитные скважины с боковыми стволами малого диаметра, что в свою очередь позволяет получить дополнительную добычу нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии эксплуатации и увеличить коэффициент извлечения нефти на данных месторождениях.

Совместная скоординированная работа ученых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и производственников нефтяной компании «ЛУКОЙЛ» имеет ярко выраженный синергетический характер; позволяет значительно сократить время решения наиболее сложных проблем нефтедобычи, ускорить создание новых эффективных видов оборудования и технологий. ●

Литература

1. *Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Поносов Е.А., Красноборов Д.Н. «Анализ влияния темпа набора кривизны на габаритные размеры скважинного оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами» «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2012 г. № 4. С. 72–74.*
2. *Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Поносов Е.А., Красноборов Д.Н. «К вопросу о создании оборудования для эксплуатации скважин с боковыми стволами». «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2011 г. № 3. С. 80–82.*
3. *Бортников А.Е., Ивановский В.Н., Кузьмин А.В., Сабиров А.А., Хайретдинов Р.Р., Хасанов И.Г. «О возможности эксплуатации боковых стволов малого диаметра установками электроцентробежных насосов с открытыми рабочими колесами на примере месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2018 г. № 4. С. 28–32.*
4. *Третьяков О.В., Мазеин И.И., Усенков А.В., Меркушев С.В., Красноборов Д.Н., Ивановский В.Н. и др. «Установка штангового насоса для эксплуатации скважины с боковым стволом». Патент на полезную модель № 144762. Опубликовано в Государственном реестре полезных моделей РФ 27.08.2014 г.*
5. *Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Пекин С.С., Качин Е.В., Патрушев С.Г., Попов С.В. «Опыт эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра, ШСНУ с канатной штангой в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2015 г. № 3. С. 78–87.*
6. *Стандарт организации «Канаты закрытой конструкции для производства канатной штанги. Технические условия», СТО-34269720-ТУ 012-2018, Волгоград.*
7. *Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Пекин С.С., «Канатная насосная штанга». Патент на полезную модель № 123445. Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей РФ от 27.12.2012 г.*
8. *Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С. «Канатная насосная штанга». Патент на изобретение № 2527275. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений РФ 08.07.2014 г.*
9. *Алиев Ш.А., Деговцов А.В. «Разработка нового оборудования для скважинных насосных установок с канатной штангой и анализ их надежности при эксплуатации боковых стволов малого диаметра». Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2018. № 1 (290). С. 39–49.*
10. *Свидетельство на Программу для ЭВМ «Автотехнолог + Соль» № 2011613348.*
11. *Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Алиев Ш.А., Третьяков О.В., Мазеин И.Н. и др. «Анализ вероятности безотказной работы скважинных насосных установок с канатной штангой на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2017 г. № 7–8. С. 74–80.*
12. *Третьяков О.В., Мазеин И.И., Усенков А.В., Меркушев С.В., Красноборов Д.Н., Ивановский В.Н. и др. «Установка струйного насоса для эксплуатации скважины с боковым стволом малого диаметра». Патент на полезную модель № 144129. Опубликовано в Государственном реестре полезных моделей РФ 10.08.2014 г.*
13. *Третьяков О.В., Мазеин И.И., Усенков А.В., Меркушев С.В., Качин Е.В., Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов, А.В., и др. «Опыт эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра с помощью струйного насоса». «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2017 г. № 7–8. С. 74–80.*
14. *Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Сазонов Ю.А., Пекин С.С., Клименко К.И., Кузьмин А.В. «Подбор струйного насоса по параметрам скважины в программном комплексе «Автотехнолог». «Территория НЕФТЕГАЗ» М., «Камелот-Паблишинг». 2015 г. № 4. С. 26–30.*

KEYWORDS: *operation of oil wells, technologies and equipment, small diameter side shafts, the final stage of operation, pumping equipment.*

УЭЦН ДЛЯ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

УДК 622.276

МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫЕ СЕГОДНЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ, ВСЕ БОЛЬШЕ ВЫРАБАТЫВАЮТ СВОЙ РЕСУРС, А НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В БОЛЬШИНСТВЕ СВОЕМ – МАЛОДЕБИТНЫЕ. ЭТА ТЕНДЕНЦИЯ ДЕЛАЕТ ДОБЫЧУ НЕФТИ ВСЕ БОЛЕЕ ДОРОГОЙ И ТРУДОЕМКОЙ, ЧТО ЗАСТАВЛЯЕТ КОМПАНИИ ВЕСТИ ПОСТОЯННЫЙ ПОИСК РЕШЕНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. КАК РЕШАЮТ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ», РАССКАЗЫВАЕТ НАЧАЛЬНИК ЦЕНТРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ СОПРОВОЖДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА СУРГУТСКОЙ ЦБПО ЭПУ КИРИЧЕНКО ВЛАДИСЛАВ ВИКТОРОВИЧ

FIELDS EXPLOITED TODAY BY OIL PRODUCING COMPANIES ARE INCREASINGLY PRODUCING THEIR RESOURCES, AND NEW FIELDS, MOST OF WHICH ARE MARGINAL. THIS TREND MAKES OIL PRODUCTION MORE AND MORE EXPENSIVE AND TIME CONSUMING, WHICH FORCES COMPANIES TO CONSTANTLY SEEK SOLUTIONS TO REDUCE PRODUCTION COSTS THROUGH THE USE OF NEW TECHNOLOGIES AND MODERN EQUIPMENT. HOW TO SOLVE THE PROBLEMS OF OPERATING A LOW-YIELD WELL STOCK AT PJSC SURGUTNEFTEGAZ, SAYS THE HEAD OF THE CENTRAL SERVICE TO SUPPORT THE OPERATION OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP UNITS AT THE SURGUT CMW EDU, KIRICHENKO VLADISLAV VIKTOROVICH

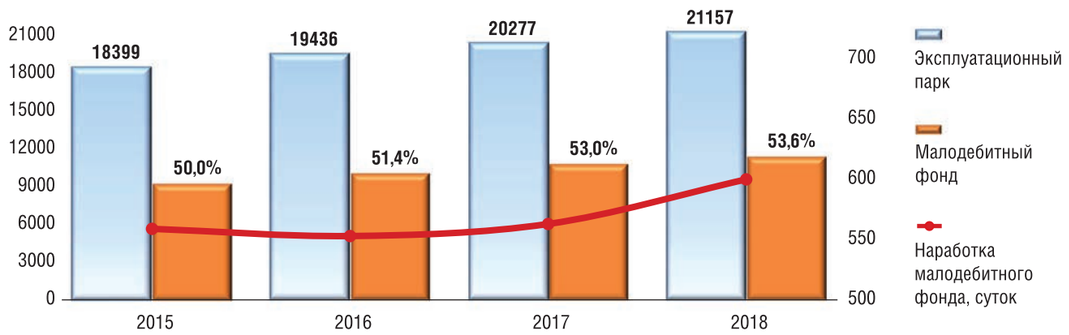
Ключевые слова: *малодебитный фонд, электроцентробежные насосы, эффективная эксплуатация, конструкционная надежность оборудования, погружное оборудование.*

Кириченко Владислав Викторович,
начальник центральной службы сопровождения эксплуатации установок электроцентробежного насоса Сургутской центральной базы производственного обслуживания по прокату и ремонту электропогружных установок (ЦБПО ЭПУ) ПАО «Сургутнефтегаз»

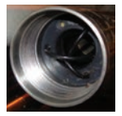
На сегодняшний день в ПАО «Сургутнефтегаз» фонд скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса (УЭЦН), составляет более 21 тысячи. Ежегодный прирост эксплуатационного фонда составляет 4%, при этом рост малодебитного фонда в два раза выше, чем в целом по фонду, и составляет 8%. Доля малодебитного фонда скважин на начало 2019 год составляет 53,6%.

Малодебитный фонд – это такое же осложнение, как и высокая температура пластовой жидкости, солеотложение на рабочих органах ЭЦН, высокое содержание механических примесей. Его наработка ниже чем у среднедебитного и высокодебитного фонда, связано это с тем, что ЭЦН работает у границ левой зоны НРХ с низким значением КПД, вследствие чего происходит нагрев жидкости над приемом насоса и снижение ресурса электрической части погружной установки. Также при работе ЭЦН с низкой производительностью рабочее колесо с большей силой прижимается к направляющему аппарату, вследствие чего происходит более интенсивный износ опорных шайб рабочего колеса и снижается ресурс ЭЦН.

Динамика фонда скважин с УЭЦН

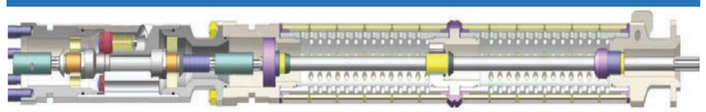


Компаундированные ПЭД

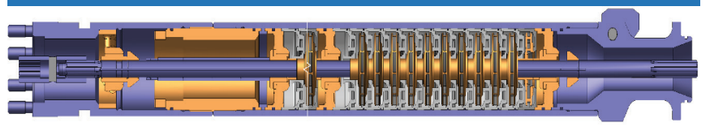


Теплоненагруженные ПЭД

Модуль-фильтр 5 или 5А габарита
С 2016 года применяется только в комплекте с модулем входным перепускным МВПВ5-СС



ЭЦН с пакетной схемой сборки рабочих ступеней



Динамика наработки УЭЦН Октябрьского района

Более 10 лет ведётся разработка осложнённых месторождений Октябрьского района, осложняющими факторами которых являются высокая пластовая температура (до 120 °С), неоднородность коллекторских свойств пластов, слабые приточные характеристики.

С 2015 года на данных месторождениях применяется только оборудование повышенной надёжности, в 100% комплектации высокотемпературным и износостойким оборудованием. Это позволило обеспечить ежегодный рост наработки оборудования на 20%.

С 2017 года оборудование повышенной надёжности, в зависимости от наличия осложняющих факторов, стало применяться на всех месторождениях Общества и достигло в 2018 году 5480 единиц, или 12,5% от годового объёма монтажей.

Для увеличения эффективности эксплуатации малодебитного фонда в ПАО «Сургутнефтегаз» ведётся работа по таким направлениям как:

- увеличение конструкционной надёжности погружного оборудования;
- внедрение организационных решений;
- поиск альтернативного УЭЦН оборудования.

До 2015 года специалисты компании собственными силами разработали, испытали и запустили в серийное производство следующее оборудование повышенной надёжности:

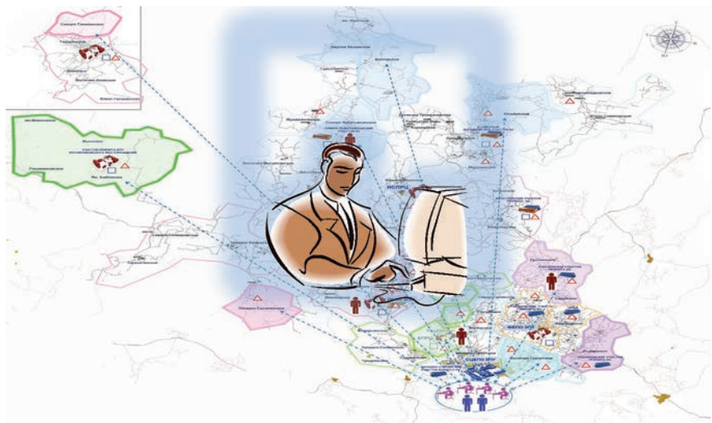
1. Высокотемпературное:

- линейка компаундированных и теплоненагруженных электродвигателей;
- разработана система подбора длин термовставок для кабельных линий.

2. Износостойкое оборудование для скважин с высоким содержанием твёрдых механических примесей (более 1000 мг/л):

- модуль-фильтр входной МФВ5 и 5А габарита;
- модуль входной перепускной МВПВ 5 и 5А габаритов, позволяющий продолжать работу УЭЦН в случае полного засорения фильтра;
- износостойкий ЭЦН с пакетной схемой сборки рабочих ступеней.

Организация службы сопровождения эксплуатации при ЦБПО ЭПУ



Одновременно с расширением объёмов внедрения оборудования УЭЦН повышенной надёжности произошло качественное изменение во взаимоотношениях с НГДУ по закрытию заявок в монтаже погружного оборудования.

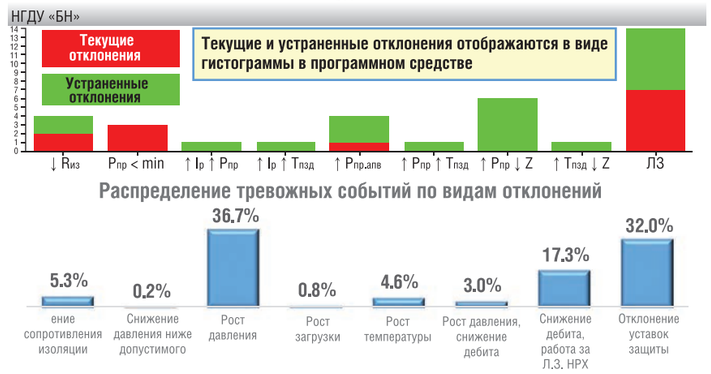
Теперь ЦБПО ЭПУ по скважинам целевого фонда с момента отказа УЭЦН до момента монтажа производит анализ причин отказа предыдущего оборудования в данных скважинах, анализ предварительной причины свежего отказа и в соответствии с линейкой серийного оборудования, оборудования повышенной надёжности выдаются рекомендации НГДУ по применению того или иного типа оборудования и применению предвключённых устройств.

Для этих целей с 2019 года в составе ЦБПО ЭПУ была создана служба сопровождения эксплуатации УЭЦН. Помимо прочего, в обязанности специалистов данной службы входит: анализ эксплуатации УЭЦН, оперативное выявление осложнений и своевременное принятие мер по их устранению.

Идея по своевременному выявлению осложнений, так называемых «алармов», не новая, первопроходцами тут выступают западные нефтесервисные компании.

Имея огромный опыт в эксплуатации УЭЦН, а также программистов в лице специализированного подразделения СургутАСУнефть, в ПАО «Сургутнефтегаз» был разработан и в 2017 году введён в промышленную эксплуатацию программный продукт «Выявление отклонений в работе УЭЦН и прогнозирование возможных отказов». Данная программа позволяет по оценке скорости изменения того или иного эксплуатационного параметра прогнозировать возникновение критического режима работы агрегата и сигнализировать об этом пользователю. За 2018 год посредством автоматизированной системы «Выявление отклонений в работе УЭЦН и прогнозирование возможных отказов» на целевом фонде скважин в количестве более 6 000 скважин выявлено и устранено более 900 отклонений, создающих риск отказа оборудования.

Мониторинг эксплуатационных параметров УЭЦН



Таким образом, на сегодняшний день у ПАО «Сургутнефтегаз» имеется эффективный инструмент мониторинга режима работы УЭЦН, позволяющий своевременно выявлять недопустимые условия эксплуатации оборудования и оперативно принимать меры по их устранению.

Системный подход в работе с малодебитным осложнённым фондом скважин за последние годы позволил сформировать стабильную положительную динамику роста наработки УЭЦН и обеспечить с момента тиражирования внедрения оборудования повышенной надёжности на все месторождения Общества, а также организации системной работы по оперативному выявлению осложнений и своевременному реагированию на них ежегодный прирост наработки по малодебитному фонду на уровне 7,5 %.

Keywords: *low-rate Fund, electric pumps, efficient operation, structural reliability of equipment, submersible equipment.*

По материалам 16-й Международной научно-практической конференции «Механизированная добыча нефти – 2019»

Динамика наработки УЭЦН на малодебитном фонде скважин

1–4 ОКТЯБРЯ 2019

IX ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ
МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Министерство энергетики Российской Федерации
NGV ITALY

ПРИ УЧАСТИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Российский экспортный центр
ЭКСАР
РОСЭКСИМБАНК

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ

ПАРТНЁРЫ
uniper
wintershall dea
Комита Группа компаний
Boskalis
Газпром Автоматизация
Газпромбанк
ТМК Трубная металлургическая компания
Загорский трубный завод
ГМС Группа
Концерн ВКО Алмаз – Антей
Салаватский Катализаторный Завод

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
18+
GAS-FORUM.RU

УПЛОТНЕНИЕ СЕТКИ СКВАЖИН

как метод оптимизации затрат

УДК 622.276

ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ» СОСРЕДОТОЧЕНЫ В НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖАХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, НЕФТЬ КОТОРЫХ В ОСНОВНОМ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ. КАК СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ ОПТИМИЗИРУЮТ КАПИТАЛЬНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ?

SIGNIFICANT OIL RESERVES OF PJSC TATNEFT FIELDS ARE CONCENTRATED IN LOW-PRODUCTIVE DEPOSITS IN CARBONATE RESERVOIRS WHOSE OIL IS MAINLY CHARACTERIZED BY HIGH VISCOSITY. THE RATE OF DEVELOPMENT OF CARBONATE RESERVOIRS IN TATARSTAN IS CURRENTLY LOW. HOW DO THE COMPANY'S SPECIALISTS OPTIMIZE CAPITAL AND OPERATING EXPENSES WHEN SETTING UP DEPOSITS?

Ключевые слова: *обустройство месторождений, сетка скважин, карбонатные коллекторы, низкопродуктивные залежи, высоковязкая нефть.*

Тарасов Владимир Александрович,
начальник цеха по добыче нефти и газа №1, нефтегазодобывающее управление «Ямашнефть», Публичное акционерное общество «Татнефть»

В целях активного повышения конкурентоспособности компании Татнефть и роста ее инвестиционной активности в 2018 году советом директоров была рассмотрена и принята новая стратегия развития до 2030 года. Одним из проектов, утвержденным генеральным директором ПАО «Татнефть» Н.У. Магановым, реализуемым в рамках данной стратегии является: «Увеличение коэффициента извлечения нефти за счет рентабельной добычи уплотненной сеткой скважин на месторождениях ПАО Татнефть».

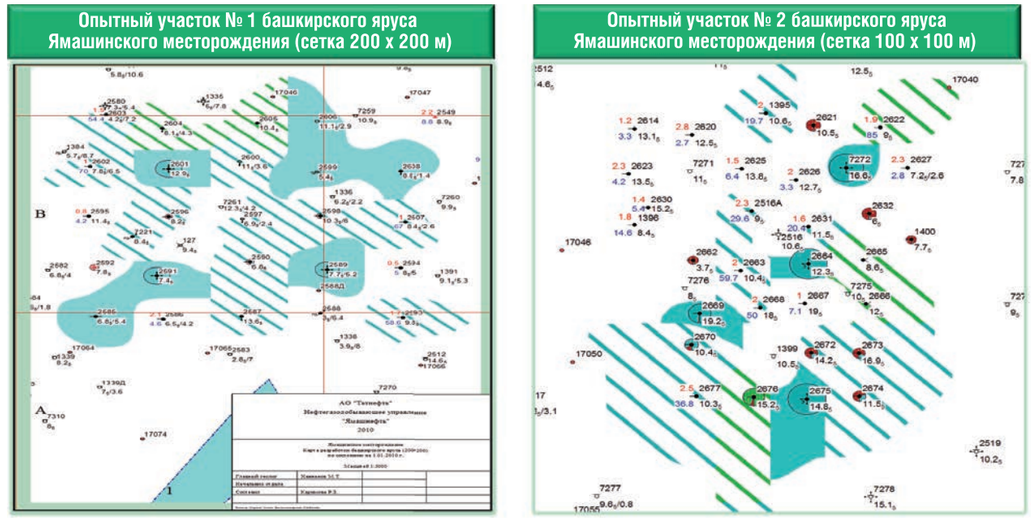
В настоящее время значительные запасы нефти месторождений ПАО «Татнефть» сосредоточены в сложнопостроенных, низкопродуктивных залежах карбонатных коллекторов, нефть которых в основном характеризуется высокой вязкостью. Текущие значения технологических показателей разработки залежей объясняются в основном: низкой продуктивностью карбонатных коллекторов, высокой геологической неоднородность пластов, высокой вязкостью нефти, сложной структурой пустотного порового пространства и наличием трещиноватости.

Еще в 80-х годах в структурном подразделении ПАО «Татнефть» – НГДУ Ямашнефть, на опытных участках Ямашинского месторождения разбуренных по экспериментальной уплотненной сетке 200×200 и 100×100 проводились работы по определению добывных возможностей вязких нефтей в коллекторах башкирского яруса, как на естественном режиме эксплуатации так и в условиях внутриконтурного заводнения.

Полученные результаты позволили определить наиболее эффективные режимы работы скважин и подобрать оптимальное значение плотности сетки для эксплуатации подобных участков.

Строительство скважин по уплотненной сетке подразумевает собой бурение не традиционных скважин, а скважин малого диаметра – СМД. (диаметр э/к 102–114 мм). Тиражирование строительства скважин по новой технологии с диаметром эксплуатационной колонны – 114 мм началось в Татнефти еще в 2006 году, в 2016 году – была пробурена скважина с диаметром колонны 102 мм. Бурение скважин малого диаметра в сравнении со скважинами традиционной конструкции позволяет снижать затраты в среднем на 58%. Но ведь скважину мало пробурить – ее нужно освоить, т.е. получить промышленный приток нефти, внедрить глубинно-насосное

РИС. 1. Опытные участки карбонатных коллекторов, разбуренные по УСС на Ямашинском месторождении ПАО Татнефть



оборудование, построить систему трубопроводов и оснастить средствами контроля и замера дебитов жидкости и здесь тоже не обошлось без новых подходов и решений.

Ключевыми направлениями оптимизация затрат, помимо самого бурения скважины по технологии СМД, стали:

- *в части компоновки глубинно-насосного оборудования:*

  использование штанг 16/13 мм взамен 22/19, использование насосно-компрессорных труб 60 мм взамен 73 мм, применение наземных приводов насосов ШГН облегченной конструкции типа ПЦ-30, ПЦ-40 производства БМЗ ПАО «Татнефть», взамен ПЦ-60 или СК.

- *в части обустройства и электроснабжения:*

  применение выкидных трубопроводов диаметром 57 мм взамен 89 мм., использование одного дренажного колодца на каждые 3 скважины, использование б/у труб для ливневых канализаций, использование провода меньшего сечения АС-50 взамен АС-70, использование силового кабеля меньшего сечения АВВГ – 4×6 взамен 4×10, а также КТП – 25 кВа столбового типа, использование группового замера дебита скважин, внедрение малогабаритных станций управления для цепных приводов.

Все эти мероприятия позволили в конечном итоге получить эффективность инвестиций

РИС. 2. Конструкции эксплуатационных скважин

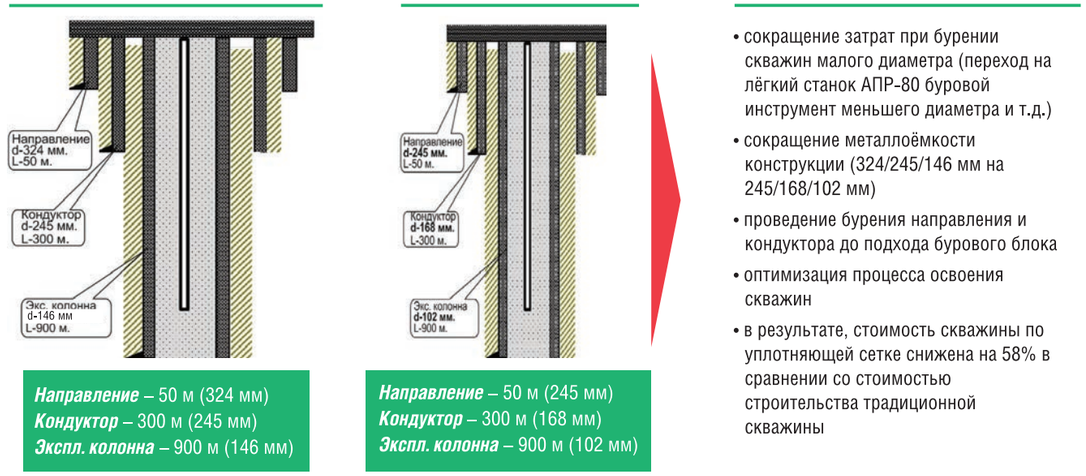


РИС. 3. Оптимизация затрат при подборе наземного привода

Традиционное оснащение скважин с использованием наземных приводов ПЦ-60 и ПШСНГ-80 на ОРД

ПЦ-60-18-3-0,5/2,5
ПШСНГ-80-4.0

Оснащение скважин наземными приводами по проекту УС СМД ПЦ-30, ПШСНГ-55 на ОРД

ПЦ-30-10-3-0,5/2,5
ПШСНГ-55-4

Снижение капитальных затрат на 1 ед.: цепной привод на 39 %
гидропривод на на 61 %

на 15% выше запланированных показателей, в пределах окупаемости проекта.

Кроме того реализация проекта по прогнозам в ближайшие 15 лет позволит увеличить КИН на месторождениях в среднем на 4–6%.

Всего по данной программе в компании ПАО «Татнефть» пробурено более 750 скважин, а потенциальный фонд для бурения составляет еще около 7000 скважин на 46 месторождениях.

В завершении хотелось бы отметить, что структурное подразделение ПАО «Татнефть» – НГДУ «Ямашнефть» в 2019 году отмечает свой полувековой юбилей. За прошедшие годы коллективом управления решено множество задач как в области разработки месторождений и добычи нефти, так и в промысловой подготовки. Хочу поздравить с 50-летием весь коллектив НГДУ «Ямашнефть», а также его руководителя В.В. Смыкова и пожелать дальнейших успехов в производстве и достижения новых высот. ●

РИС. 4. Куст скважин №17045 Ямашинского месторождения – построенных по проекту – УСС

«Будущее зависит от того, что Вы делаете сегодня»

(Махатма Ганди)

KEYWORDS: *field development, well grid, carbonate reservoirs, low-yielding deposits, high-viscosity oil.*

По материалам 16-й Международной научно-практической конференции «Механизированная добыча нефти – 2019»

DHIGALI
MALDIVES

Откройте для себя потрясающе красивый остров, покрытый зеленью тропических растений, окруженный потрясающим коралловым рифом, расположенный в Раа атолле – Dhigali Maldives!

РЕКЛАМА

www.dhigali.com

Для бронирования:
reservations@universalresorts.com

ОБЪЕМНЫЕ НАСОСЫ «НОВОМЕТ» – новое решение для добычи нефти

УДК 622.276

ЗАПАСОВ ЛЕГКОЙ НЕФТИ, КАК В РОССИИ, ТАК И В МИРЕ С КАЖДЫМ ГОДОМ СТАНОВИТСЯ ВСЕ МЕНЬШЕ. ПО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВЫШАЮТ ЗАПАСЫ ЛЕГКОЙ, И СОСТАВЛЯЮТ БОЛЕЕ 70% ВСЕХ ЗАПАСОВ. ДОБЫЧА ВЯЗКОЙ НЕФТИ ТРЕБУЕТ НЕТРАДИЦИОННОГО УНИКАЛЬНОГО ПОДХОДА. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБОРУДОВАНИЯ?

THE RESERVES OF LIGHT CRUDE OIL, BOTH IN RUSSIA AND IN THE WORLD, ARE BECOMING LESS AND LESS EVERY YEAR. ACCORDING TO EXPERTS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY, THE WORLD RESERVES OF VISCOUS CRUDE OIL SIGNIFICANTLY EXCEED THE RESERVES OF LIGHT CRUDE OIL, AND CONSTITUTE MORE THAN 70% OF ALL RESERVES. PRODUCTION OF VISCOUS CRUDE OIL REQUIRES AN UNCONVENTIONAL UNIQUE APPROACH. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN EQUIPMENT MANUFACTURERS OFFER?

Ключевые слова: *объемные насосы, добыча нефти, высоковязкая нефть, добычная установка, погружной насос.*

Паначев Михаил Васильевич,
начальник КБ ОРЭ и ОН ДИР АО «Новомет-Пермь»

По мере продолжающегося роста добычи лёгкой нефти доля тяжелой в структуре запасов углеводородов будет возрастать. Во многих промышленно развитых странах мира тяжелая, вязкая нефть рассматривается в качестве основной базы развития нефтедобычи на ближайшие годы. По прогнозам ведущих мировых аналитиков, динамика добычи такого сырья в перспективе будет иметь положительный тренд.

Иными словами, как в ближайшем, так и отдаленном будущем добыча вязкой нефти приобретает ключевое значение.

Традиционные способы добычи вязкой нефти

Традиционно в таких условиях используются установки штанговых глубинных насосов (УШГН) и винтовых насосов (УВН). Но применение первых на начальном этапе строительства площадки и размещения оборудования требует больших капитальных затрат. А для вторых необходимо подбирать тип эластомера для каждой скважины, что увеличивает номенклатуру изделий и количество ошибок при подборе. Применение штанг для привода также ограничивает использование этих установок в горизонтальных скважинах.

Предлагаемое решение

Одним из путей решения проблемы является применение объемных насосов с приводом от погружного электродвигателя. Во-первых, отпадает необходимость строительства инфраструктуры скважины, во-вторых, при отсутствии эластомера не требуется индивидуальный подбор насоса.

Проблемы, возникающие при добыче вязкой нефти традиционными способами: плунжерными или винтовыми насосами, можно решить применив погружной насос объемного действия, который получал бы энергию от погружного электродвигателя. В качестве насоса выбран многоступенчатый пластинчатый насос оригинальной конструкции [патент РФ № 2495282] с расположением пластинок в статоре. Общий вид ступени показан на рис. 1.

Объемно-роторный насос пластинчатого типа (далее ОРНП) в сборе показан на рис. 2.

РИС. 1. Общий вид ступени ОРНП

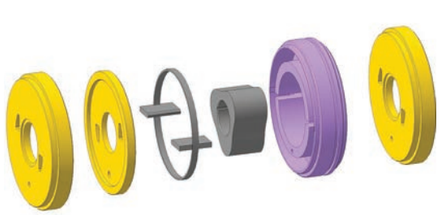


РИС. 2. Общий вид многоступенчатого пластинчатого насоса

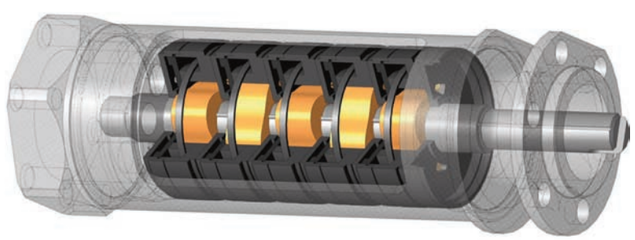


РИС. 3. Напорно-расходная характеристика ступени ОРНП5 на воде (750 об/мин)

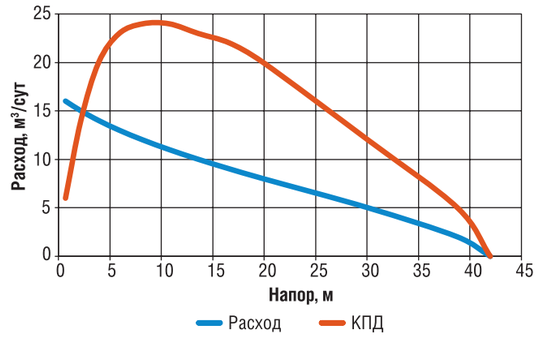


РИС. 4. НРХ ступени ОРНП5 на жидкости вязкостью 100 сСт (750 об/мин)

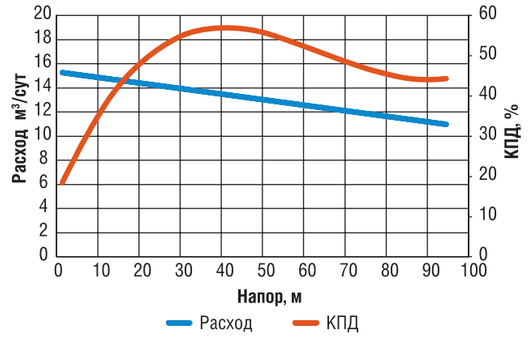


ТАБЛИЦА 1. Характеристики ОРНП5

Диапазон подач, м³/сут	**5–15**
Частота вращения, об/мин	**500–1000**
Номинальная частота вращения, об/мин	**750**
Исполнение по коррозионностойкости	**Любое, в том числе для СКРН**
Рекомендуемая вязкость жидкости, сСт	**30–5000**

Преимущества этого насоса, перед плунжерными и винтовыми, состоят в следующем:

- не используются эластомеры;
- насос может создавать практически любой требуемый напор (путём подбора необходимого кол-ва ступеней);
- может применяться в горизонтальных скважинах.
- проведенные испытания показали возможность его применения для перекачивания высоковязкой нефти, вплоть до 5000 сСт.

Успешные испытания опытного экземпляра привели к разработке и изготовлению такого типа насоса в 2-х габаритах. АО «Новомет-Пермь» производит ОРНП в 5 и 5А габаритах. Характеристика каждого насоса представлена ниже.

Характеристика ОРНП5-10

Изначально, данный насос спроектирован и изготовлен в 5 габарите и направлен для эксплуатации низкодебитных скважин. Совместно с низкооборотным электродвигателем 117 мм, ОРНП5-10 может применяться для э/к от 140 мм.

Характеристики насоса представлены в табл. 1.

Этот насос прошел все заводские испытания, в том числе ресурсные с песком. Для увеличения ресурса элементы насоса выполнены из износостойких материалов.

В том числе насос прошел опытно-промышленные испытания в различных нефтяных компаниях, как в России, так и за рубежом.

Хотелось бы отметить, что объемные насосы имеют лучшие характеристики при работе на вязкой жидкости. Проведенные испытания подтвердили это.

Напорно-расходные характеристики на разной вязкости, в пересчете на одну ступень, приведены на рис. 3, 4. Видно, что при увеличении вязкости жидкости напор монотонно растет при одном и том же расходе жидкости (из-за уменьшения утечек через зазоры). КПД от вязкости жидкости изменяется также монотонно – при увеличении вязкости растет.

Характеристики ОРНП5А-50

В продолжении развития данного типа насоса разработан ОРНП в 5А габарите с подачей до 50 м³/сут.

Как и предшественник, насос в этом габарите прошел все заводские испытания и находится на стадии проведения опытно-промышленных испытаний в разных компаниях в России, и зарубежом. Как и в 5 габарите элементы ступени насоса выполнены из износостойких материалов.

Характеристики насоса представлены в табл. 2.

Испытания на разной жидкости подтвердили лучшую характеристику насоса на жидкости большей вязкости. Напорно-расходные характеристики на разной вязкости, в пересчете на одну ступень, приведены на рис. 5, 6. Видно, что при увеличении вязкости жидкости напор растет при одном и том же расходе жидкости (из-за уменьшения утечек через зазоры). Из этого следует вывод, что при работе на вязкой жидкости, нам необходимо применять меньшее кол-во ступеней, соответственно стоимость насоса будет ниже.

ТАБЛИЦА 2. Краткая характеристика ОРНП5А-50

Диапазон подач, м³/сут	**20–50**
Частота вращения, об/мин	**500–1000**
Номинальная частота вращения, об/мин	**1000**
Исполнение по коррозионностойкости	**Любое, в том числе для СКРН**
Рекомендуемая вязкость жидкости, сСт	**30–5000**

РИС. 5. Напорно-расходная характеристика ступени ОРНП5А на воде (1000 об/мин)

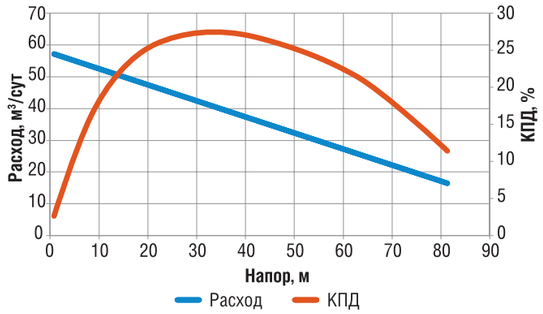


РИС. 6. Напорно-расходная характеристика ступени ОРНП5А на жидкости вязкостью 100 сСт (1000 об/мин)

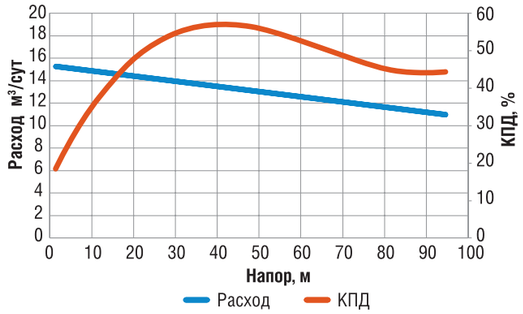
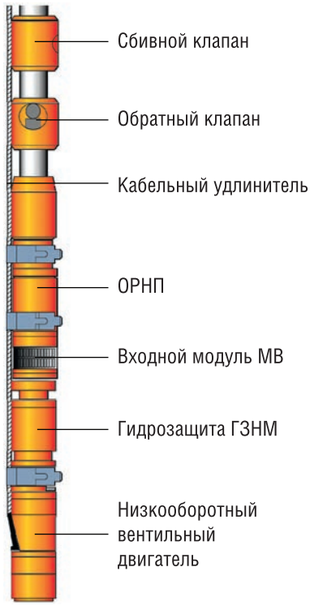


РИС. 7. Комплектация ОРНП



Комплектация ОРНП

Комплектация установки стандартная, как для УЭЦН, отличие в том, что применяется низкооборотный электродвигатель с частотой вращения от 100–1500 об/мин.

Основные элементы установки представлены на рис. 7.

Сравнение мощности ОРНП, ЭЦН и ПВЭДН от частоты вращения

Проведен анализ сравнения мощности ОРНП, ЭЦН и ПВЭДН от частоты вращения (см. рис. 8, 9).

Как видно, зона рабочих частот ЭЦН ограничена мощностью электродвигателя (правая граница) и необходимо создаваемым напором – не менее 20% от номинального (левая граница).

При этих границах диапазон изменения подачи составляет 30%.

ОРНП работоспособен в широком диапазоне частот, верхняя граница ограничена долговечностью конструкции ступеней – 1000 об/мин, нижняя граница ограничена подачей насоса – 100 об/мин (см. рис. 9). При этом мощности электродвигателя достаточно во всем диапазоне частот вращения.

При этих границах диапазон изменения подачи ОРНП больше в 3 раза, чем у ЭЦН (см. рис. 9).

Опыт внедрения с погружным электродвигателем

На сегодняшний день мы имеем большой опыт внедрения ОРНП в разных компаниях в России и зарубежом.

В табл. 3 представлены наработки ОРНП в разных компаниях (данные на 20.05.2019 г.).

РИС. 8. Зависимость напора, мощности ЭЦН и мощности ПВЭДН от частоты вращения

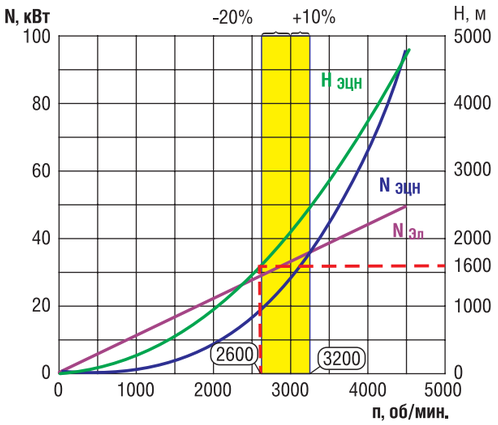


РИС. 9. Зависимость напора, мощности ОРНП и мощности ПВЭДН от частоты вращения

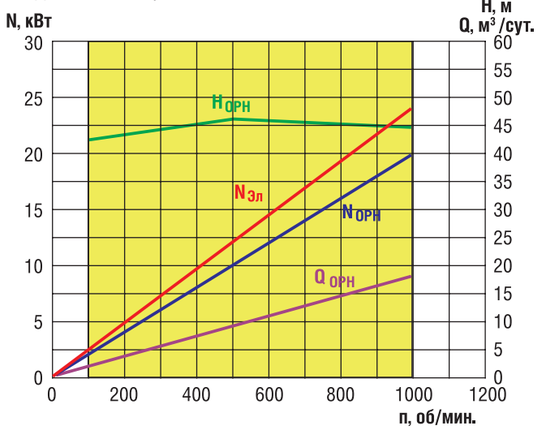


ТАБЛИЦА 3. Опыт внедрения ОРНП

	Компания	Дата запуска	Состояние	Наработка
ОРНП5-10	OMV Petrom (Румыния)	**20.07.2015**	В работе	**1400**
	OMV Petrom (Румыния)	**20.02.2017**	В работе	**819**
	OMV Petrom (Румыния)	**16.02.2018**	В работе	**458**
	АО «Мессояханефтегаз»	**12.09.2017**	Демонтировано 19.08.2018	**341**
	ООО «Лукойл-Пермь»	**22.03.2018**	В работе	**425**
	PDVSA (Колумбия)	**26.09.2018**	В работе	**236**
ОРНП5А-50	АО «Мессояханефтегаз»	**24.06.2018**	Демонтировано 22.01.2019	**215**
	OMV Petrom (Румыния)	**25.07.2018**	В работе	**300**

ТАБЛИЦА 4. Краткая характеристика ОРНП с наземным приводом

Габарит	5	5А
Диапазон частот вращения, об/мин	100–400 (ограничено приводом)	
Диапазон подач, м³/сут	1–6	2–20
Рекомендуемая вязкость	30–5000	30–5000

Хотелось бы остановиться на внедрении оборудования на Восточно-Мессояхском месторождении.

Известно, что это месторождение осложнено выносом большого кол-ва мехпримесей до 1600 мг/л. При этом вязкость жидкости порядка 300 сСт и температура жидкости 16°С.

Даже в таких условиях успешно завершились опытно-промышленные испытания.

ОРНП – решение для замены винтовых насосов с приводом от штанг

ОРНП может использоваться для замены винтовых насосов с приводом от штанг.

Данное решение позволит уменьшить риски невозможности запуска (т.к. отсутствует эластомер, момент стрегивания ниже).

Ниже представлена краткая характеристика ОРНП при вращении от верхнего привода.

Схема оборудования представлена на рис. 10.

Процедура монтажа стандартная:

1. Монтаж противоотворотного анкера с МС ОРНП и спуск данного оборудования на НКТ;
2. Фиксация противоотворотного анкера путем поворачивания НКТ;
3. Спуск насосных штанг с якорем шлицевым до соединения с МС ОРНП;
4. Подгонка штанг на устье для соединения с приводом.

Учитывая положительный опыт эксплуатации данного типа насосов при больших частотах вращения, наработка данного оборудования при частотах вращения 100–400 об/мин будет только больше.

Заключение

Подводя итог сказанному, отметим:

В АО «Новомет-Пермь» для добычи вязкой нефти предложена оригинальная конструкция объемно-роторного насоса, которая имеет ряд преимуществ перед другими видами машин объемного типа. Путем подбора необходимого числа ступеней данный насос может создавать практически любой требуемый напор, применяться в скважинах с горизонтальным участком.

Напор ОРНП на вязкой жидкости на порядок выше, чем у аналогичных малодебитных центробежных насосов. В отличие от них, напор данного насоса с увеличением вязкости растет. Благодаря новому оборудованию удастся сократить затраты на добычу нефти вообще, и особенно – на добычу вязкой нефти.

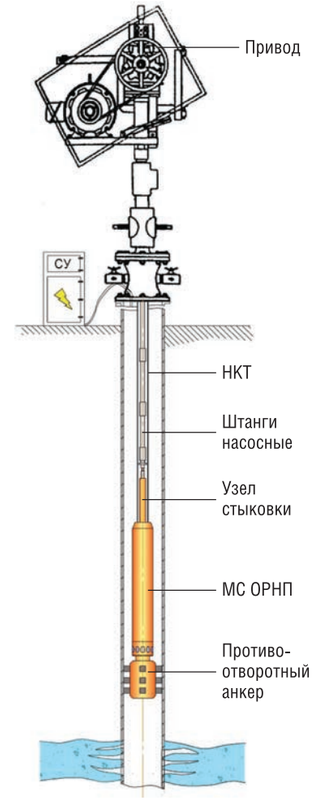
Широкий диапазон регулирования частоты вращения позволяет регулировать подачу в широком диапазоне в отличие от ЭЦН.

Отсутствие эластомера в конструкции насоса позволяет делать более простой подбор насоса для скважин. Ввиду отсутствия эластомера насос работоспособен до температуры 170°С.

При проведении ОПИ в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» достигнуто снижение удельного энергопотребления на 1 м³ добываемой продукции в 2,6 раза по сравнению с предыдущей эксплуатацией ЭЦН.

Установки ОРНП производства АО «Новомет-Пермь» успешно проходят эксплуатацию на многочисленных месторождениях России и зарубежом. При этом максимальная наработка превысила 1400 суток. ●

РИС. 10. Схема ОРНП с приводом от наземного электродвигателя



KEYWORDS: *volumetric pumps, oil production, high-viscosity oil, mining plant, submersible pump.*

По материалам 16-й Международной научно-практической конференции «Механизированная добыча нефти – 2019»

ОТ ИНСАЙТА ДО СКВАЖИНЫ

Как появляются и куда приходят новые технологии

УДК 330.322

ДОБЫЧА НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СТАНОВИТСЯ ВСЕ ЗАТРУДНИТЕЛЬНЕЕ, А НОВЫЕ УСПЕХИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧИКОВ ПРИВОДЯТ ДОБЫЧНЫЕ КОМПАНИИ ЛИБО ЗА ЧЕРТУ ПОЛЯРНОГО КРУГА, ЛИБО НА КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ, ГДЕ ОНИ НЕМИНУЕМО СТАЛКИВАЮТСЯ С НЕХВАТКОЙ ТЕХНОЛОГИЙ. О ТОМ, ЧТО НЕОБХОДИМО СДЕЛАТЬ, ЧТОБЫ В НАШЕЙ СТРАНЕ ПОЯВЛЯЛИСЬ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ГОВОРИЛИ НА КРУГЛОМ СТОЛЕ «ИННОВАЦИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ», ПРОШЕДШЕМ В РАМКАХ КОНФЕРЕНЦИИ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА»

MINING AT MATURE FIELDS IS BECOMING MORE DIFFICULT, AND NEW EXPLORATION SUCCESSES LEAD MINING COMPANIES EITHER BEYOND THE POLAR CIRCLE OR TO THE CONTINENTAL SHELF, WHERE THEY INEVITABLY ENCOUNTER A LACK OF TECHNOLOGY. THE FACT THAT IT IS NECESSARY TO MAKE MODERN TECHNOLOGIES FOR OIL AND GAS PRODUCTION APPEAR IN OUR COUNTRY WAS DISCUSSED AT THE "INNOVATIONS IN OIL PRODUCTION" ROUND TABLE WHICH WAS HELD WITHIN THE FRAMEWORK OF THE "MECHANIZED PRODUCTION" CONFERENCE

Ключевые слова: *технологии для нефтедобычи, инвестиции, научно-исследовательская деятельность, опытно-промышленное внедрение, нефтедобывающие компании, опытно-промысловые испытания.*

Мировая практика показывает, что инновационное развитие всей экономики или какой-либо отдельной области промышленности практически невозможно без вклада в этот процесс корпоративных венчурных фондов.

Для России это явление все еще остается относительно новым, хотя еще в 2017 г. Президент утвердил перечень поручений по итогам Петербургского международного экономического форума. Предполагается, что создание корпоративных венчурных фондов может стать обязательной практикой. С их помощью планируется к 2030 г. обеспечить прорыв этого рынка с нынешних 14 млрд рублей инвестиций в год до 410 млрд (в 29 раз). Такая цель прописана в проекте стратегии развития рынка венчурных и прямых инвестиций на период до 2025 года и дальнейшую перспективу до 2030 г. – рассказывает участник Круглого стола «Инновации в нефтедобыче» инноватор Андрей Кузнецов и задается вопросом: откуда возьмутся идеи для новых венчурных инновационных проектов для реализации этого поручения и стратегии, если финансирование увеличится в 29 раз? Очевидно, что главным образом в крупных компаниях, ведь именно в больших компаниях работает основное число сотрудников, там логично появляться и основным инновациям.

Рождение идеи

Основой для инновационного проекта в нефтегазовой отрасли, в большинстве случаев, является изобретение. Вычисляя количество потенциальных изобретателей, спикер приводит такую статистику: психологи выявили, что около 2,5% взрослого населения планеты имеют способности изобретателя и примерно 10-15% населения внутренне настроены на их внедрение. Остальные не изобретают сами и в глубине души относятся негативно к изобретениям других. Полагая, что в нефтегазовой отрасли России работают 2 миллиона человек, и которых половина занимается производственной деятельностью (инженеры, рабочие, программисты, водители, строители, кладовщики, логисты, диспетчеры, связисты, и т.п.), спикер высчитывает, что в отрасли имеется приблизительно 25 тысяч потенциальных изобретателей. И распределены эти творческие личности равномерно по отрасли, а в отрасли – более-менее равномерно по предприятиям. На предприятиях, занимающихся НИР и ОКР концентрация больше, чем везде, но ненамного.

У этой 25-тысячной армии потенциальных изобретателей иной образ мышления, нежели у обычных людей. Когда изобретатель что-либо делает, он подсознательно думает, как это улучшить. И иногда такое решение приходит, и выходит с уровня подсознания на уровень сознания. Что обычно трактуется как «озарение».

Но в подавляющем большинстве случаев найденное инновационное решение так и остаётся в голове изобретателя. Ничтожно малое число таких работников осмеливается сообщить о найденном решении коллегам и руководителю, оформляет документально инновацию или изобретение – с сожалением констатирует Андрей Кузнецов. Почему изобретатели не делают этого? – продолжает инноватор и отвечает на свой вопрос: да потому что жизнь их научила, что инновационное предложение будет отвергнуто. А если учесть, через сколько начальников должна «пройти» инновация, чтобы её внедрили, то процент вероятности стремится к нулю.

Следует заметить, что именно в добывающих компаниях инновации наиболее ценны и приносят наибольшую прибыль.

Чтобы побудить изобретателей чаще «выводить из тени» свои инновационные предложения спикер выступил с предложением создать в крупных компаниях и госкорпорациях параллельную структуру, состоящую из «Ответственных по изобретательской работе», подчинённых напрямую вице-президенту по инновациям. Задача этого ответственного лица будет заключаться в том, чтобы разглядеть среди коллег «себе подобных», то есть тех, кто входит в упомянутые выше 3%, наладить с ними творческий контакт и убедить в необходимости озвучивания своих идей. Также он должен помочь изобретателю провести патентный поиск в Интернете, что сразу отсечет большую часть изобретений как уже изобретённые ранее. И что ещё немаловажно – рассказать о поощрениях, получаемых за удачные внедрения. Как морального свойства (наиболее важные, на его взгляд, для людей этого психотипа), так и материального. А также о перспективах создания так называемого «спин-оффа», если изобретение не лежит в русле технологий корпорации и о возможности вернуться на свою или аналогичную должность, если «спин-офф» не получился.

Благодаря такому структурному решению руководители обычных производственных подразделений из состава госкорпораций и крупного бизнеса освобождаются от функций, которые они не умеют делать «по определению», т.е. от создания инноваций. Решение избавляет таких руководителей от необходимости имитации инновационной деятельности, которая происходит в настоящее время в большинстве случаев для выполнения поступивших сверху разнарядок. Инновационные технические и технологические решения поступят к ним позже в виде разработок, уже отобранных на уровне высшего руководства корпорации и доведённых до нужной степени зрелости в её НИР и ОКР подразделениях корпорации – подытожил Андрей Кузнецов.

Путь до скважины

О сложностях продвижения новых разработок рассказал Даниил Шапошников из венчурного фонда Phystech Ventures, вот уже четыре года занимающегося системными инвестициями в новые технологии в нефтегазовой отрасли.

По мнению спикера, основные причины долгого опытно промышленного внедрения кроются в бюрократии нефтяных компаний. Тем не менее, за последние годы ситуация улучшилась: нефтегазовые компании активно начали изучать новые технологии и теперь основная причина кроется в банальном отсутствии инвестиционных денег. Иными словами, нефтегазовые компании не хотят инвестировать в старт-апы. Однако они дают заказы на НИОКР, и здесь возникает ситуация, при которой появившаяся технология не поступает на рынок, а остается внутри компании. Поэтому каждая компания вынуждена изобретать собственный «велосипед».

В этом отношении Старт-апы ориентированы на всю отрасль и на экспорт. Эти компании растут быстро, работают со всем рынком, чаще стремятся выйти за рубеж. Но источником таких финансирования таких компаний крайне мало, а венчурных фондов всего один.

Даниил Шапошников отметил еще одну проблему, заключающуюся в сложности получения кредита. Например, говорит спикер, необходимо произвести 10–20 станков некоего оборудования и выйти на серийные продажи. Но для венчурного фонда 3–5 млн. долл. в одну сделку – это большой чек, больше 2 млн. долл мы не инвестируем в одну компанию, кредит тоже сложно получить: у компании нет активов, законтрактованной выручки, залоговой базы, поручителя. Как вариант можно привлечь деньги крупной нефтяной компании. Это самые дорогие деньги. В данном случае взять кредит было бы более разумным, ведь продвинуть технологию на глобальный рынок без масштабного финансирования невозможно. По нашим подсчетам, чтобы выйти на рынок только одной страны и поставить, как минимум, опытные партии продукции, нужно два года.

Сегодня в портфеле фонда есть технологии радиального бурения, многоствольного заканчивания, технологии виброимпульсного воздействия и другие – рассказал спикер и предложил посмотреть на опыт зарубежных коллег, добавив, что у большинства крупнейших мейджеров – BP, Total и др. есть свои корпоративные фонды, которые инвестируют в другие венчурные фонды, способствующие продвижению технологий на рынок.

Венчурный маршрут

Другой участник Круглого стола – Константин Наденeнко (венчурный фонд «Лидер») озвучил противоположную мысль.

Ключевая проблема появления отраслевых инвестиций, по его мнению, заключается не в том, что не хватает денег. Проблема в отсутствии проектов, которые можно вынести на суд внешних инвесторов, которые могли бы быть поддержанными этими инвесторами.

Мы сейчас запускаем новый фонд совместно с китайской управляющей компанией. Цель которого – в инвестировании проектов российских технологий, выходящих на китайский рынок. Мы разработали надёжные модели этой работы и уверены, что способны обеспечить защиту интеллектуальной собственности и выход компаний на огромный развивающийся рынок.

Спикер рассказал о том, что фонд уже реализовал двенадцать инновационных проектов и отметил, что многие из них были реализованы просто блестяще, многие венчурные инвестиции преумножают проинвестированные деньги в десятки раз. Это говорит о работоспособности механизма, несмотря на сложности, в том числе международные ограничения. Появилось много инструментов, которые позволяют развивать проекты в нужном направлении, в том числе акселераторы, благодаря которым средний уровень проектов повышается.

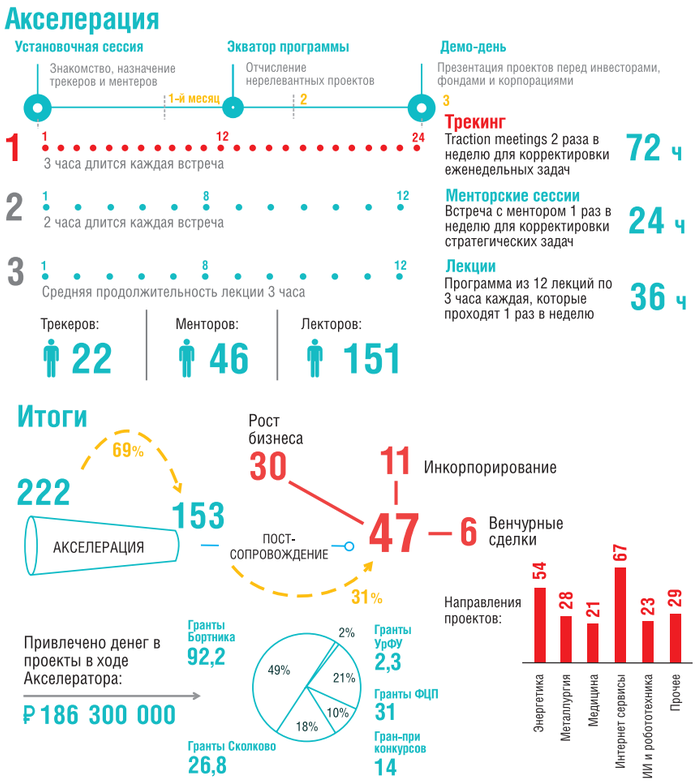
Эффект акселератора

О работе с инновационными проектами в промышленности и о том, какую роль в продвижении новых технологий играют акселераторы рассказала директор Центра трансфера технологий и предпринимательства УрФУ Нина Феодосиади.

Она рассказала, что когда Центр начинал свою деятельность на базе Уральского федерального университета, не было готовой модели работы с инновационными проектами, специалисты изучали мировые практики и сами тестировали форматы работы.

С 2016 г. Центр стал делать корпоративные акселераторы в качестве оператора треков акселератора Generations, проводимого АО «РВК».

В 2018 году мы стали сами организовывать корпоративные акселераторы для наших партнеров. Сейчас мы делаем Корпоративный акселератор для компании АО «Новомет-Пермь», и на примере всего нашего опыта и реализации конкретно этого проекта можно обозначить особенности работы с инновационными проектами в индустриальном секторе – рассказывает директор Центра.



Первое – очень важно, чтобы у Заказчика были сформированы четкие цели и задачи привлечения инновационных проектов в свою орбиту, чтобы был выделен на это ресурс в работе людей и менеджмента внутри самой компании, а первые лица компании были вовлечены в сам процесс. Для формулировки целей и задач акселератора мы организуем установочную сессию с компанией-заказчиком, где фактически декомпозируем совместно с менеджментом стратегию развития самой компании на цели и задачи акселератора. Мы определяем ключевые ресурсы, которые могут быть включены в работу с инновационными проектами. Прохождение этого этапа является ключевым для успешной последующей работы по поиску разработок на интересующие компанию тематики. Далее мы формируем график и структуру кампании по сбору проектов. И в этом у нас также есть ряд ноу-хау: мы всегда применяем аналитические подходы к поиску проектов, используем инструменты аналитики каналов поиска, мест возможной локализации интересных решений и фактически вручную собираем действительно новое, потенциальное и перспективное.

Второе – наиболее перспективное сотрудничество компании-заказчика и найденной нами команды проекта рождается тогда, когда внешние проекты являются катализаторами для развития внутренних проектов и инновационных процессов в компании. Используя этот принцип, мы выстраиваем взаимодействие внутри всей команды акселератора и модерируем процесс взаимодействия внешних проектов с заказчиком.

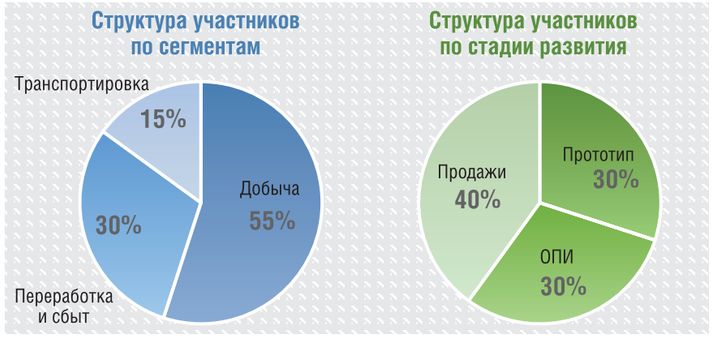
И третий важный фактор – это то, что для нас деятельность по выстраиванию инновационного процесса в компаниях является основной, поэтому мы понимаем и умеем добиваться в ней результата. Для любой компании основной деятельностью является их бизнес, а операционная деятельность компании часто не позволяет уделить должное внимание выстраиванию полноценного и результативного инновационного процесса с привлечением внешних проектов.

В целом, если тезисно сформулировать особенности корпоративных акселераторов, то следует отметить, что, во-первых, изменилась парадигма корпоративных акселерационных программ. Несколько лет назад акселераторы ориентировались на ранние стадии проектов и основными задачами являлись тестирование гипотез, проверка рынка, образовательная составляющая для проектов и т.д. Сейчас корпорации ориентируются на поиск и отбор проектов для сотрудничества под конкретные цели и задачи бизнеса. При этом, несмотря на декларирование интереса к проектам ранних стадий (идея, НИОКР), основной фокус – проекты с наличием прототипа и более зрелые стадии.

Во-вторых, ключевая задача корпоративных акселерационных программ – собрать воронку инновационных проектов и снизить риск партнерства/инвестиций. То есть, проект превращается из «черного ящика» в понятный объект: технология, команда, интеллектуальная собственность,

Участники

- > 110 стартапов
- > 4 млрд руб. выручки в 2018 г.
- 15 участников с международными продажами
- 2,5 млрд руб. инвестиций в 2018 г. (более 4 млрд руб. с учётом материнских компаний)
- Более 150 заявок на патенты в год
- Более 1000 сотрудников



потенциал масштабирования, возврата инвестиций и т.д. Питчи, презентации, встречи с проектами не решают данную задачу эффективно. Эту задачу эффективно решает индивидуальная траектория развития проекта, наличие куратора и ресурса внутри компании и внешняя модерация всего процесса с использованием наших методик.

В-третьих, акселерационные программы экономически целесообразны для компании-заказчика, поскольку снижают долю неуспешных партнерств/инвестиций.

В-четвертых, при проектировании и реализации акселерационной программы нельзя использовать типовые шаблоны/подходы.

Среди других особенностей акселерационных программ спикер назвала установочную сессию как важнейший этап проекта, вовлеченность в проект топ-менеджмента, необходимость максимально задействовать внутренний ресурс корпорации, а также вовлечение менторов/кураторов от Корпорации. Все это, по мнению Нины Феодосиади, существенно повышает успешность акселерационной программы.

Успешные проекты от «Сколково»

Конечно, при обсуждении инноваций в нефтянке не обошлось без Фонда «Сколково». О портфеле фонда и инструментах поддержки инновационных проектов в нефтегазовом секторе рассказал Олег Перцовский.

По словам спикера «Сколково» – это крупнейший в России портфель успешных технологических стартапов. На данный момент в его портфеле 2000 стартапов, и еженедельно поступает 30–40 новых заявок. Только за прошлый год выручка по портфелю составила 70 млрд руб. – поведал Олег Перцовский.

Сегодня Фонд охватывает такие направления, как энергетика, машиностроение, металлургия, нефтегаз, строительство, ЖКХ, транспорт, IT, финтех, телеком, биомед, агропром, авиация и космос. Свои инновационные подразделения в Сколково разместили более 50 корпораций, а более 100 корпораций уже внедрили разработки участников Сколково.

В нефтегазовом направлении резиденты развивают проекты, связанные с добычей, разведкой, бурением, транспортировкой, хранением, переработкой и нефтехимией.

Рассказывая о наиболее успешных проектах, спикер привел пример ряда компаний. Так, основной фокус ADLcompletions направлен на развитие отечественных технологий многоствольного заканчивания скважин для новых скважин и фонда ЗБС. В ходе реализации проекта при поддержке «Сколково Венчурс» было привлечено 130 млн руб. в 2018 и 96 млн р. в 2017 г.

Другой проект, о котором рассказал О. Перцовский, связан с технологией повышения добычи. Речь идет о устройствах контроля, разработанных компанией Wormholes и успешно прошедших опытно-промышленные испытания на объектах «Башнефть» при поддержке «Сколково».

Еще один пример успешного внедрения инновационных технологий в нефтянке, о которых говорилось на Круглом столе – интеллектуальные эжекторно-сепарационные блоки компании «Аэрогаз». В мае 2018 года успешно введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа на Добринском месторождении в Волгоградской области. Заказчиком данного проекта выступила частная газодобывающая компания ООО «Газнефтесервис» группы VolgaGas. Согласована поставка трех внутритрубных блоков сепараторов в Яргео в 2019 г. (НОВАТЭК), поставка в Казахстан внутритрубного сепаратора для компании КазМунайГаз пройден НТС ПАО «Газпром», есть решение об ОПИ в втором квартале 2019 года. ●

Keywords: *technologies for oil production, investments, research activities, pilot implementation, oil companies.*

По материалам 16-й Международной научно-практической конференции «Механизированная добыча нефти – 2019»

БУТИК-ОТЕЛЬ РЫБЗАВОД

ЛЮКС ТАМ, ГДЕ ЕГО НЕ ЖДЁШЬ

НОВАЯ ЭСТЕТИКА РЫБОЛОВСТВА

По туристическому потоку Астрахань занимает седьмое место в стране, сюда приезжают 2 миллиона туристов в год. Этот регион ассоциируется с рыбалкой, а туризм в дельте – с рыболовными базами. Как правило, это деревянные домики на берегу с аскетичным бытом и минимальным набором услуг.

Бутик-отель «РЫБЗАВОД» на берегу Старой Волги построили москвичи, которые хорошо понимали, что нужно искушённой публике. Для иностранных гостей слово «рыбзавод» звучит слишком необычно, поэтому в букинге он – FISH FACTORY HOTEL. Своим необычным названием отель обязан старому рыбзаводу XIX века. После реконструкции в старинном здании расположился его главный корпус.

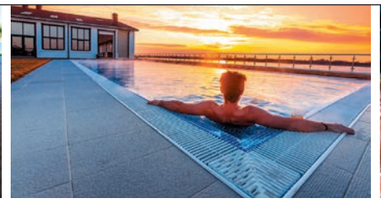
Этот современный лакшери-отель интересует состоятельных москвичей и питерцев как место для комфортных вылазок на рыбалку и охоту, а астраханскую элиту – как место, где они могут отдохнуть от города в европейском комфорте. Возможно, это единственное место в Волжской дельте, куда без стеснения можно привезти заграничных друзей и партнеров, чтобы показать красоту этих мест.

Эту локацию можно назвать лоджем, небольшим малолюдным отелем на лоне дикой природы, она построена на границе Астраханского биосферного заповедника.

Владельцы отеля сделали упор не на массовость, а на качество проживания. Они не хотели конвейера, не хотели быть

НА КРАЮ ОЙКУМЕНЫ

РЫБАЧЬТЕ С КОМФОРТОМ!



частью индустрии гостеприимства, где главное слово «индустрия», а не «гостеприимство».

В отеле всего 11 номеров, но большие общественные пространства – по 200 кв. метров на один номер.

Все номера одинаковые, ведь если отель будет бронироваться VIP-компанией, никто не должен чувствовать себя ущемлённым. Категория «стандарт» отсутствует полностью, все номера первой категории с высокими американскими кроватями «супер кинг-сайз».

В интерьерных деталях отеля очень много ручной работы. Везде натуральный материал – индийский гранит, латунь, сталь и экзотическое дерево. В номерах – английские обои и скандинавская сантехника.

В отеле собрана коллекция современной русской живописи в стиле «деревенский наив». На полотнах – сцены из счастливых деревень, которых никогда в России не было, и, наверное, уже и не будет.

На берегу вас ждет большой уличный бассейн и джакузи, вода в которых подогревается весь год. Пять номеров получили к ним свои выходы.

БУТИК-ОТЕЛЬ РЫБЗАВОД

АСТРАХАНСКИЙ КУРШЕВЕЛЬ

ПРЕМИАЛЬНЫЙ ОТДЫХ В ДЕЛЬТЕ

Напротив отеля, через речку, расположен интереснейший объект: археологи уже 20 лет раскапывают Итиль – столицу иудейской Хазарии. Именно в этих местах Вещий Олег мстил «неразумным хазарам».

Хазарский каганат был одной из четырёх главных мировых империй, наряду с Византией, Халифатом и Франкским королевством. Он защитил Европу от арабского нашествия так же, как Россия защитила её от монгольского ига. В Азербайджане и Иране Каспийское море до сих пор называют Хазарским.

Отель идеально приспособлен для семейного отдыха, поскольку экстрим на реке соседствует с пляжным отдыхом в отеле, где с удовольствием будут ждать мужей с рыбалки их жёны, которым раньше казалось немыслимым составить своим половинкам компанию на Волге.

Здесь можно весь день загорать, плескаться в бассейне, пить коктейли в баре и ходить в спа. Пляжный сезон начинается в дельте на месяц-два раньше, чем в Москве и длится до ноября.

ГЛАВНЫЙ ЛЮКС ДЕЛЬТЫ

РЫБАЦКИЙ БЛОКБАСТЕР

РЕКЛАМА

11 НОМЕРОВ
РЕСТОРАН
БАССЕЙН СПА

РЫБАЛКА
ОХОТА
БЁРДВОЧИНГ

АСТРАХАНСКАЯ ОБЛАСТЬ • КАМЫЗЯКСКИЙ РАЙОН • СЕЛО САМОСДЕЛКА

www.fishfactoryhotel.ru

+7 8512 42 60 60

ГРП В «РАСШИРЕННОЙ» ПОСТАНОВКЕ:

математическое моделирование

УДК 622.276.66

ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЧАСТО ПРИМЕНЯЮТ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ГРП ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ САМЫХ РАСПРОСТРАНЕННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫМ ПРИ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИМЕНЯЕМЫЕ СЕГОДНЯ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ ГРП В ОСНОВНОМ НОСЯТ «ИНЖЕНЕРНЫЙ» ХАРАКТЕР. В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ГЕОМЕТРИИ ПОВЕРХНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАЛСЯ ОРИГИНАЛЬНЫЙ ПОДХОД, ОСНОВАННЫЙ НА МЕТОДЕ ПРОЕКЦИИ БЛИЖАЙШЕЙ ТОЧКИ

HYDRAULIC FRACTURING IS OFTEN USED TO INCREASE OIL RECOVERY IN THE DEVELOPMENT OF OIL IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS. CURRENTLY, HYDRAULIC FRACTURING IS ONE OF THE MOST COMMON METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY USED IN THE INDUSTRIAL DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS. THE MATHEMATICAL MODELS OF FRACTURE FRACTURING USED TODAY ARE MAINLY "ENGINEERING" IN NATURE. IN THE PRESENT WORK, THE ORIGINAL APPROACH BASED ON THE PROJECTION METHOD OF THE NEAREST POINT WAS USED TO DESCRIBE THE SURFACE GEOMETRY

Ключевые слова: *гидроразрыв пласта, математическое моделирование, нефтеносный пласт, сложная геомеханическая обстановка, динамика трещин.*

Борисов Виталий Евгеньевич,
научный сотрудник ИПМ им. М.В. Келдыша РАН, к.ф.-м.н.

Критский Борис Викторович,
младший научный сотрудник ИПМ им. М.В. Келдыша РАН

Савенков Евгений Борисович,
ведущий научный сотрудник ИПМ им. М.В. Келдыша РАН, к.ф.-м.н.

Суть технологии ГРП заключается в закачке в нефтеносный пласт специальной жидкости с целью создания искусственной (техногенной) трещины длиной ~100 м, высотой ~10 м и средним раскрытием ~5–10 мм. В результате создается соединенный со скважиной искусственный канал с большой площадью притока, который имеет высокую (на порядки превышающую пластовую) проницаемость. Это обеспечивает значительное увеличение притока пластового флюида к скважине.

Инженерные аспекты технологии рассматриваются, например, в [1].

Используемые в настоящее время математические модели развития трещины ГРП в большинстве своем носят «инженерный» характер: в них используются двумерные постановки, априорно заданные геометрические модели трещин, практически никогда не производится корректный учет геомеханических эффектов и так далее, см., например, [1–3].

РИС. 1. Изолинии поля давления в окрестности дискообразной трещины

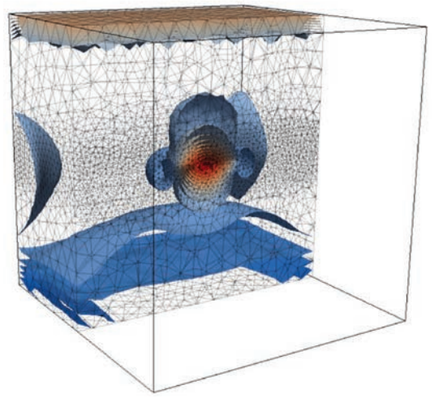
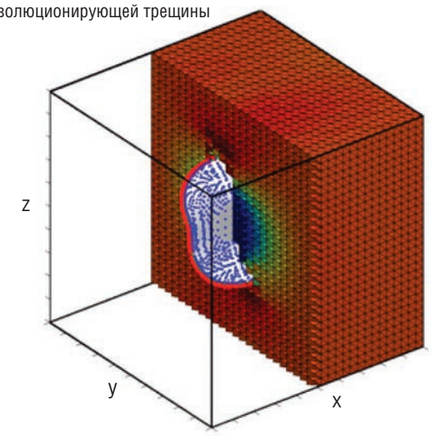


РИС. 2. Распределение напряжений в окрестности эволюционирующей трещины



Использование таких математических моделей давно стало стандартной и сравнительно успешной инженерной практикой. Однако возможностей таких моделей недостаточно для решения ряда важных задач разработки, связанных с динамикой развития трещин ГРП, в которых требуется использование полных корректных (самосогласованных) пространственно-трехмерных постановок. К таким задачам относятся, например, предсказание геометрии и динамики развития трещин в сложной геомеханической обстановке; анализ процедуры множественного ГРП на горизонтальных стволах, когда возникает необходимость учета интерференции соседних трещин; анализ эффекта «авто-ГРП», связанного с самопроизвольным и нежелательным ростом трещин на нагнетательных скважинах и ряд других.

Физико-математическое описание динамики трещины ГРП в ходе ее развития сводится к решению сложной связанной задачи, включающей в себя следующие системы уравнений:

- система уравнений пороупругости, описывающая эволюцию напряженно-деформированного состояния среды и полей давления флюида в ней в ходе развития трещины;
- уравнения течения жидкости в трещине;
- механические условия развития трещины, определяющие направление ее развития в каждой точке ее фронта;
- заданные на боковых поверхностях трещины условия согласования между полями давления в трещине и в среде, потоками массы, импульса и энергии, а также кинематические условия, связывающие раскрытие трещины и перемещение точек пласта.

Указанные группы уравнений являются основой программы-симулятора для анализа процесса гидроразрыва пласта в рамках «расширенной» постановки, которая разрабатывается в Федеральном исследовательском центре Институт прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН.

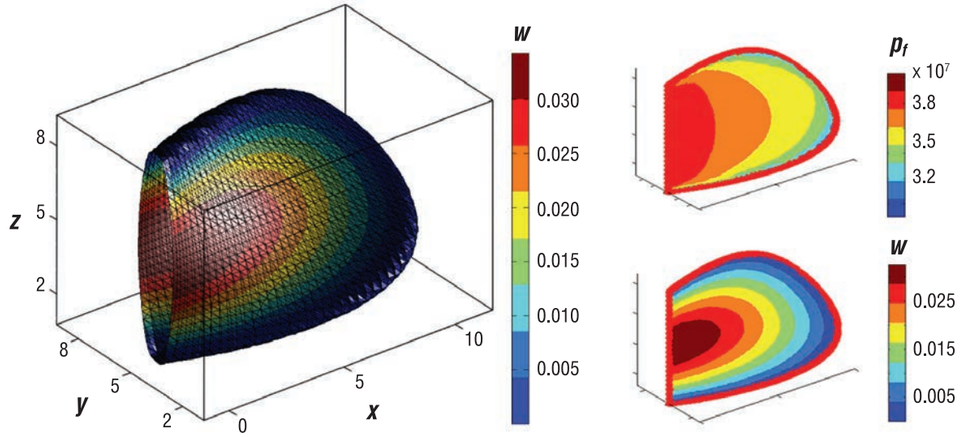
Построенная в рамках этих работ математическая модель позволяет корректно описывать согласованное распределение возмущений начального поля напряжений регионального масштаба с учетом эффектов, связанных с процессами фильтрации при наличии добывающих и нагнетательных скважин, наличия трещины и ее развития с учетом как региональных, так и индуцированных полей напряжений, течения флюида в трещине. Модель пригодна для анализа эффектов самопроизвольного развития трещины ГРП («авто-ГРП») в пространственных масштабах элемента (ячейки) системы заводнения месторождения.

В качестве модели вмещающей среды используется связанная пороупругая модель Био для описания возмущений начального поля напряжений регионального масштаба, вызванных присутствием и развитием трещины и эффектами фильтрации. Все основные соотношения модели получены для неизотермического случая.

Для описания течения флюида в трещине использованы уравнения гидродинамики в приближении смазочного слоя, в том числе с учетом неизотермических эффектов.

При описании процесса развития трещины использованы физически обоснованные критерии разрушения с учетом комбинированного режима нагружения в окрестности фронта распространяющейся трещины. В отличие от большинства известных работ, используется

РИС. 3. Распределение раскрытия трещины и давления на ее срединной поверхности



критерий для пороупругой задачи (а не чисто упругой), который сформулирован в рамках векторного J-интеграла Черепанова – Райса [4].

Группы уравнений модели (пороупругость, течение в трещине) дополняются условиями согласования, выражающими условия непрерывности потоков консервативных величин (потоков массы, энергии) и геометрические соотношения на трещине как геометрическом разрыве полей перемещений и давления в среде.

Представленная выше математическая модель легла в основу разработанной программы-симулятора, позволяющей моделировать динамику трещины гидроразрыва пласта с учетом сложной геомеханической обстановки. Основой используемого вычислительного алгоритма является eXtended Finite Elements Method (X-FEM) [5, 6]. Метод основан на дополнении стандартного конечно-элементного базиса специальными дополнительными базисными функциями, которые позволят корректно представить в конечномерном решении разрывные на срединной поверхности трещины поля перемещений, напряжений и деформаций. Одним из ключевых компонентов метода X-FEM является способ представления поверхности трещины в конечномерной задаче, который должен обеспечивать удобство вычисления всех необходимых для реализации метода величин (например, матрицы жесткости задачи). В современных вариантах метода для этого чаще всего используется level set method, см. [7].

В настоящей работе для описания геометрии поверхности использовался оригинальный подход, основанный на методе проекции ближайшей точки. Алгоритмы для описания эволюции оператора проекции ближайшей точки рассмотрены в [8]. В контексте задач о моделировании развития трещин он является таким же общим, как и метод поверхностей уровня, однако обладает рядом преимуществ в том случае, когда граничные условия на боковых поверхностях трещины сами по себе определяются решением некоторых уравнений (в нашем случае – уравнения смазочного слоя). Помимо этого, метод проекции ближайшей точки в настоящее время является удобным средством построения вычислительных алгоритмов для решения уравнений на поверхностях произвольной формы, см. [9]. Таким образом, в настоящей работе метод представления ПБТ используется как для представления поверхности в X-FEM, так и для решения уравнения смазочного слоя в трещине. Описание подхода X-FEM/CP представлено в [10].

Примеры работы разработанного программного комплекса для решения ряда различных задач динамики трещины ГРП приведены на рисунках 1–3. ●

Литература

1. *Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. – М.: Нефтяное хозяйство, 2013. – 471 с.*
2. *Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике. – М.: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.*
3. *Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte (Eds.) Reservoir Stimulation. Wiley; 3 edition, 2000, – 856 p.*
4. *Ramazanov M M, Kritsky B V, Savenkov E B 2018 Formulation of J-integral for Biot poroelastic medium Journal of Engineering Physics and Thermophysics 91 6 (accepted).*
5. *Coussy O. Poromechanics, John Wiley and Sons, 2004.*
6. *Belytschko T and Black T 1999 Elastic crack growth in finite elements with minimal remeshing Internat. J. Numer. Methods Engrg. 45 601–20.*
7. *Moës N, Dolbow J and Belytschko T 1999 A finite element method for crack growth without remeshing Internat. J. Numer. Methods Engrg. 46 131–50.*
8. *Stolarska M, Chopp D, Moës N and Belytschko T 2001 Modelling crack growth by level sets in the extended finite element method Int. J. Numer. Meth. Engng. 51 943–60.*
9. *Ivanov A V and Savenkov E B 2017 Simulation and visualization of the dynamics of a surface with a movable boundary on a stationary unstructured mesh Scientific Visualization 9 2 64–81.*
10. *Macdonald C B and Ruuth S J 2009 The implicit Closest Point Method for the numerical solution of partial differential equations on surfaces SIAM J. Sci. Comput. 31 4330–50.*
11. *Savenkov E B, Borisov V E and Kritsky B V 2018 Utilization of closest point projection surface representation in extended finite element method Mathematical Models and Computer Simulations (accepted).*

KEYWORDS: *hydraulic fracturing, mathematical modeling., oil-bearing formation, the complicated geo-mechanical situation, the dynamics of cracks.*

УПРАВЛЕНИЕ ДОБЫЧЕЙ

на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте $БС_8$ Западно-Малобалыкского месторождения

ПОСЛЕДНИЕ ТЕНДЕНЦИИ В ПРАКТИКЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВСЕ БОЛЬШЕ СМЕЩАЮТ АКЦЕНТЫ В СТОРОНУ ПРИНЦИПОВ ОРГАНИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМАМИ ЗАВОДНЕНИЯ. В СТАТЬЕ АВТОРЫ ПРИВОДЯТ ДОКАЗАТЕЛЬСТВА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕГРАЦИИ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПРОЦЕССАМИ ЗАВОДНЕНИЯ И ПЛАНИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ ОБОЗНАЧАЮТ ВЕКТОР ДЕЙСТВИЯ, С КОТОРЫМ СВЯЗАНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ «УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ»

RECENT TRENDS IN THE PRACTICE OF OIL FIELD DEVELOPMENT ARE INCREASINGLY SHIFTING EMPHASIS TO THE PRINCIPLES OF ORGANIZATION AND MANAGEMENT OF WATERFLOODING SYSTEMS. IN THE ARTICLE, THE AUTHORS PROVIDE EVIDENCE OF THE EFFECTIVENESS OF THE INTEGRATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES FOR THE MANAGEMENT OF WATERFLOODING PROCESSES AND THE PLANNING OF TECHNOLOGICAL MODES OF OPERATION OF PRODUCTION AND INJECTION WELLS, AND ALSO INDICATE THE ACTION VECTOR WITH WHICH THE PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF "PRODUCTION CONTROL" TECHNOLOGY ARE ASSOCIATED

Ключевые слова: *управление добычей, цифровые технологии, заводнение, технологические режимы, добыча нефти и газа.*

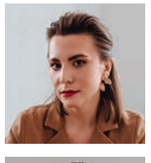
УДК 681.5

Рябец Дмитрий Александрович,
заместитель генерального директора – главный геолог ООО «КанБайкал»

Бескурский Владимир Владимирович,
начальник отдела разработки месторождений ООО «КанБайкал»

Бриллиант Леонид Самуилович,
генеральный директор ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа», к.т.н., член-корреспондент РАЕН, член ЦКР Роснедра, эксперт ГКЗ, ЦКР

Завьялов Антон Сергеевич,
исполнительный директор ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»



Горбунова Дарья Владимировна,
директор департамента ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»

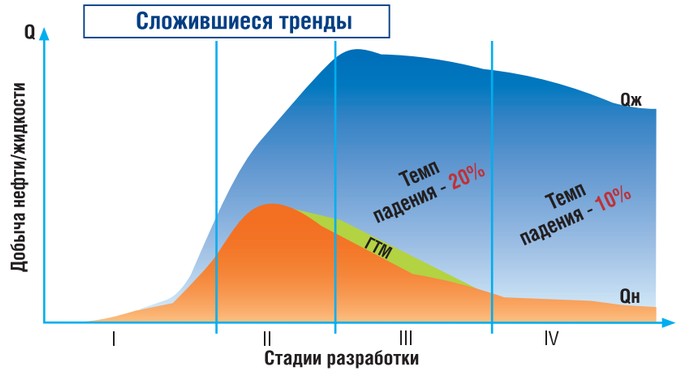
Симаков Евгений Алексеевич,
заведующий лабораторией ООО «Тюменский Институт Нефти и Газа»

Месторождения, вступившие в III–IV стадии разработки, характеризуются достаточно высокими темпами падения добычи нефти базового фонда скважин, достигающими 20 % (рис. 1). Поддержание уровня добычи за счет бурения новых точек отбора (БС, БГС) сопряжено с высокой степенью риска и малой рентабельностью. Эффективность ГТМ на базовом фонде при этом сокращается соразмерно степени выработки месторождения. Рентабельность разработки неуклонно снижается за счет увеличения эксплуатационных затрат и себестоимости добычи нефти, вследствие роста обводненности. В сложившихся условиях управление добычей за счет регулирования режимов эксплуатации скважин рассматривается как эффективный способ сокращения издержек и увеличения прибыли [1].

Методология принятия управленческих решений определяет весь дальнейший технологический процесс и получаемый конечный результат. Сложившаяся парадигма в модели управления и планирования добычи предполагает отталкиваться «от достигнутого»: все работы на месторождении планируются в условиях текущих тенденций. Процесс принятия решений, по сути, предполагает субъективное управление, в основе своей опирающееся на интуицию и личный профессиональный опыт специалистов предприятия.

За последние десять лет большинство компаний нефтедобывающего сектора в попытке частично решить задачи

РИС. 1. Сложившиеся тренды разработки «зрелых» месторождений



увеличения рентабельности производства инвестировали большие объемы средств в «цифровизацию» нефтяных месторождений [2]. Колоссальный объем инвестиций позволил совершить качественный скачок в развитии технической и информационной оснащенности месторождений. Нефтяной промысел активно оснащается различными средствами контроля и измерений, получения и передачи данных, создавая потоки информации в десятки и сотни гигабайт, поступающие в режиме реального времени.

В условиях увеличения на порядок объема поступающей информации становится непонятным, что делать инженеру-геологу промысла, с всевозрастающим потоком данных, когда даже имеющаяся информация при управлении разработкой месторождения и планировании ГТМ востребована не в полном объеме.

Образовался разрыв между возможностями, которые предоставляют новые средства учета, контроля, передачи и систематизации данных, и той информацией, которая закладывается в основу принятия решений. При этом система управления и принятия решений осталась неизменной, субъективной и, по мнению авторов, анахроничной по отношению к тем возможностям, которые предоставляет уровень развития инструментов контроля, передачи и систематизации данных.

Созданный задел по увеличению базы знаний о процессах, протекающих в недрах, не реализуется и тем более не трансформируется в дополнительную добычу нефти, а из этого следует, что колоссальные инвестиции нефтяных компаний в «цифровизацию» промысла не окупаются, а это миллионы и миллиарды рублей капитальных вложений.

В связи с этим реализация заложенного потенциала «цифрового» месторождения возможна двумя путями:

1) *В сложившейся модели управления и планирования «от достигнутого»:*

увеличение штата инженеров-геологов для сокращения разрыва между объемом поступающей и используемой геолого-промысловой информации. Однако данный вариант требует значительного увеличения финансирования фонда заработной платы производственников, при и так не малых капитальных вложениях в развитие инфраструктуры «цифрового» месторождения.

2) *Трансформация модели управления:*

Преодоление разрыва в системе принятия решений между поступающим объемом информации и используемым на текущей момент при управлении разработкой и принятии решений посредством внедрения цифровых решений в области обработки больших объемов данных с применением элементов машинного обучения, что позволит консолидировать весь объем поступающей информации в формат управленческих решений, который доступен инженеру разработчику и геологу промысла.

Трансформация модели управления и внедрение достижений в области BD и ML в производство

Накопленная история разработки, которой нефтяные компании располагают сегодня благодаря внедрению систем контроля и измерений, дает возможность диагностировать положительные тенденции, связанные со снижением обводненности продукции и увеличением дебитов нефти скважин, годами формировавшихся под влиянием геологического, технологического и, не в последнюю очередь, человеческого фактора. Тиражирование таких тенденций, по мнению авторов, следует считать главной задачей нефтяного производства на «зрелых» месторождениях.

РИС. 2. Сложности решения оптимизационной задачи

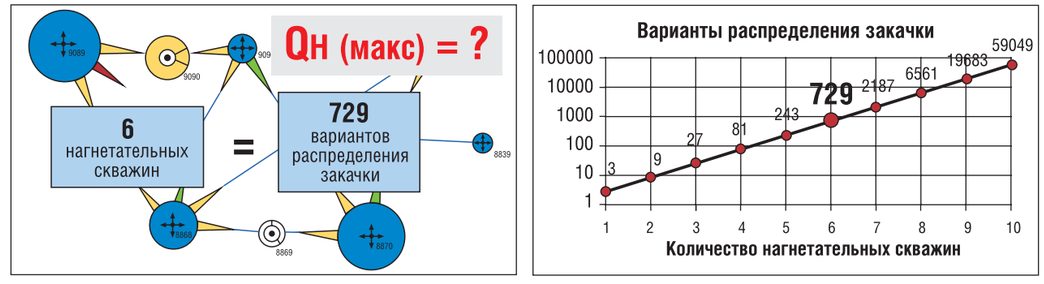
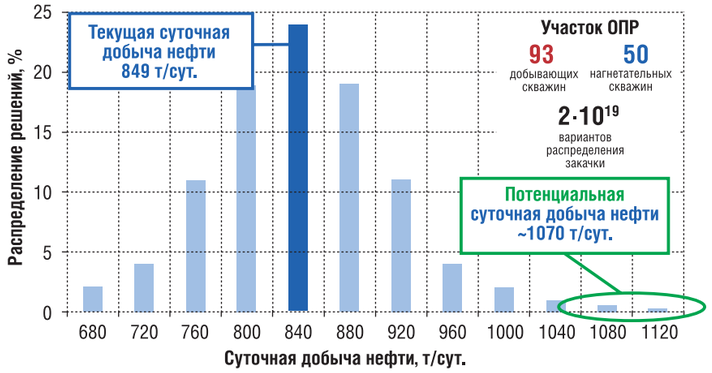


РИС. 3. Многовариантность решения оптимизационной задачи



Для описания взаимовлияния скважин с учетом большого объема данных необходимо применение элементов машинного обучения, которое позволяет на качественном уровне описать взаимосвязь каждой нагнетательной скважины с зависящей от нее добывающей. Результатом же машинного обучения является математическое описание связи показателей работы (дебит жидкости, обводненность) каждой добывающей скважины и показателей работы (приемистость) соседних влияющих нагнетательных скважин, так называемая нейронная сеть или прокси-модель.

Соответственно, имея математическое описание взаимосвязей добывающих и нагнетательных скважин в виде нейронной сети, появляется возможность решить оптимизационную задачу в следующей постановке: «Как распределить доступные ресурсы таким образом, чтобы обеспечить максимум целевого показателя разработки (суточной добычи нефти)» [3].

При этом число возможных вариантов распределения приемистости, в которых заключено искомое решение, даже при условии, что в каждой скважине реализуются не более трех изменений (режимов), возрастает катастрофически и, например, для элемента в составе шести нагнетательных скважин, достигает 729 случаев (рис. 2). Для среднего месторождения с числом нагнетательных скважин от 30 до 50 – количество возможных распределений закачки превышает 10^{14} случаев. Угадать вариант распределения приемистости нагнетательных скважин, которому соответствует максимум нефтедобычи, невозможно!

Соответственно, целью интеграции цифровых технологий в практику планирования является последовательное смещение случайным образом сложившегося распределения закачки в системе нагнетательных скважин к диапазону оптимальных режимов, соответствующих ограниченному числу вариантов распределения закачки в правой части распределения, которым соответствует максимум нефтедобычи [3].

На примере Западно-Малобалыкского месторождения большинство решений оптимизационной задачи обеспечивают текущую суточную добычу 849 т/сут (рис. 3). Иными словами, даже если назначать режимы работы нагнетательных скважин случайно, то вероятность получить текущую добычу достаточно высока. Нас же интересует область редких решений, случайно получить которые практически невозможно: потенциал таких решений по

РИС. 4. Принципиальная схема технологии «Управление добычей»

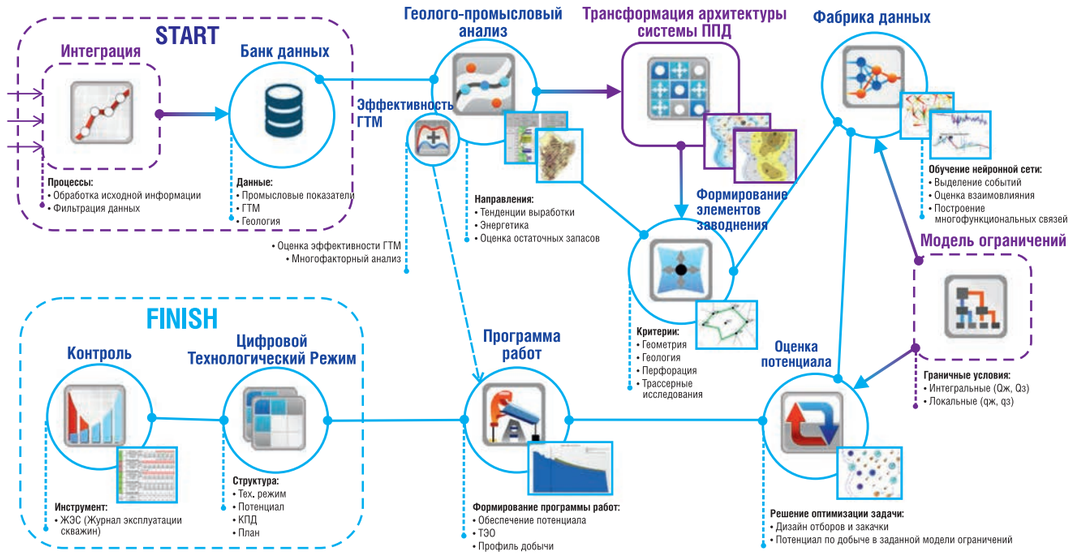
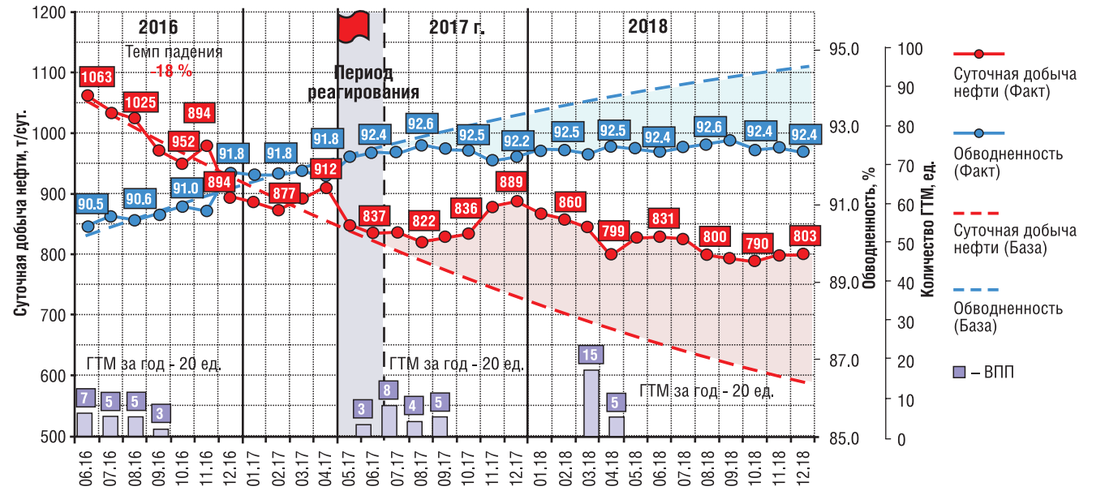


РИС. 5. Эффективность работ по технологии «Управление добычей»



суточной добыче нефти ~1070 т/сут, что на 25 % выше текущих показателей разработки.

Таким образом, мы переходим к трансформации модели управления добычей с поступательным движением к реализации **потенциала системы разработки** [1]. Решение оптимизационной задачи находит отражение в геологическом режиме скважин. В отличие от классической формы представления технологического режима (отдельно по нагнетательным и добывающим скважинам), предлагается новая форма отображения оптимальных и рекомендуемых режимов, составленная по ячейкам анализа (добывающая и окружающие ее нагнетательные скважины). Таким образом, используется технология преобразования больших массивов данных в формат управленческих решений, который будет доступен геологу промысла.

Реализуемая схема внедрения технологии

Практика работ по внедрению технологии управления и планирования добычей «от потенциала» включает следующие ключевые компоненты:

Этап 1. *Изучение объекта*

Работы по внедрению технологию управления и планирования добычей «от потенциала» стартуют с этапа изучения объекта, охватывающего следующие задачи:

- Определение основных трендов в добыче углеводородов и факторов, сдерживающих производство, выдача рекомендаций, направленных на предотвращение потерь извлекаемых запасов.
- Формирование технологической модели ограничений: интегральные уровни закачки и добычи жидкости, геолого-технические характеристики скважин, система обустройства.
- Создание и настройка прокси-модели взаимовлияния скважин с целью генерации процессов в системе нагнетания воды, направленных на снижение обводненности продукции добывающих скважин.
- Оценка потенциала реализованной системы разработки. Формирование дорожной карты работ: элементно-ориентированное назначение цифрового технологического режима соответственно потенциалу по добыче элементов заводнения.

Принципиальная схема очередности работ при внедрении технологии «Управления добычей» приведена на рисунке 4.

Этап 2. *Опытно промышленные работы на участке месторождения*

На этапе опытно-промышленных работ проходит внедрение в службы нефтяной компании элементов технологии «Управление добычей», предполагающее непрерывное взаимодействие специалистов института и промысла в составе мультидисциплинарной группы.

Этап опытно-промышленных работ проводится с преобладанием основных обязанностей и компетенций у специалистов института.

Этап 3. *Промышленное внедрение на месторождении*

Передача специалистам проектного офиса основных компетенций в задачах оперативного управления добычей на основе системы интегрированного планирования работ, переориентирование компетенций института в область сопровождения проекта.

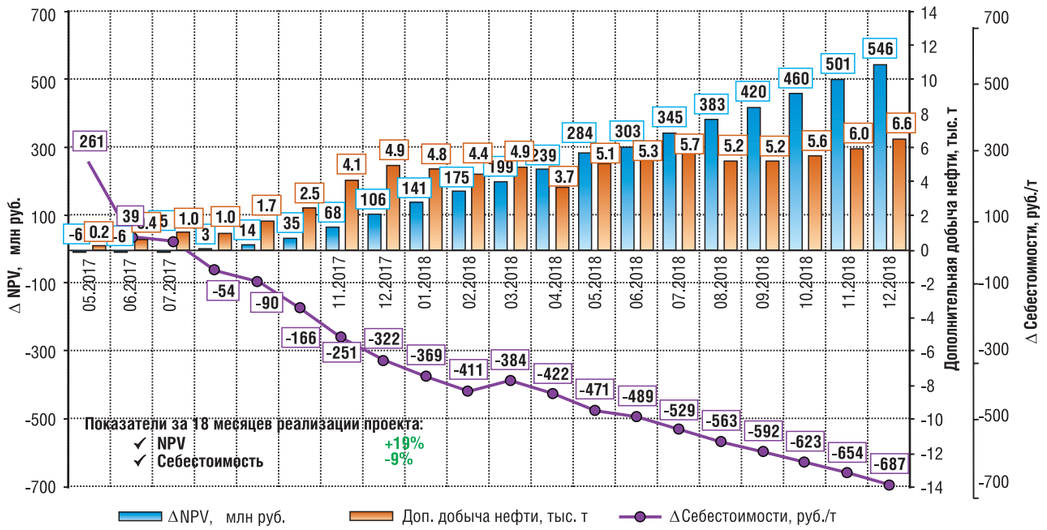
Достигнутые результаты

В течение полутора лет реализации проекта «Управление добычей» в сотрудничестве с ООО «КанБайкал» на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения достигнуто значительно снижение среднегодовых темпов падения добычи нефти с **18** до **4 %** (рис. 5).

За период работ с 01.05.2017 г. по 01.01.2019 г. добыча нефти превысила базовые показатели на **18 %**, в абсолютных цифрах это **78,5 тыс. т** дополнительной добычи нефти.

Рост добычи нефти относительно базовых показателей характеризуется периодом стабильной добычи жидкости, что говорит о том, что эффект от внедрения технологии «Управление

РИС. 6. Экономическая эффективность работ по технологии «Управление добычей»



добычей» обусловлен не интенсификацией добычи нефти, а исключительно рациональным распределением закачки по площади. При этом следует отметить, что количество ГТМ, проведенных за период реализации проекта, не превышает количество ГТМ, проведенных за аналогичный период разработки до внедрения технологии (рис. 5).

Рост добычи нефти сопровождается снижением обводненности продукции скважин, которая стабилизировалась на отметке **92,4 %**. Сокращение доли попутно добываемой воды позволило в течение 18 месяцев реализации проекта сократить себестоимость добычи нефти на **9 %**. Экономическая эффективность при этом составила **546,5 млн руб.** в целом по объекту или **3,8 млн руб.** на единицу фонда скважин (рис. 6).

Таким образом, предварительные итоги внедрения цифровых решений в практику управлении добычей на Западно-Малобалыкском месторождении свидетельствуют о достижении заявленных целей и подтверждают свою эффективность.

Индикаторы эффективности

Контроль эффективности процесса управления добычей осуществляется с использованием уникальных цифровых индикаторов эффективности модели планирования и управления [4].

Оптимизированность

Одним из таких индикаторов является показатель оптимизированности элемента, характеризующий степень отклонения текущих режимов закачки от оптимальных.

Элемент заводнения – это группа скважин, в которой присутствует одна добывающая скважина, и влияющие на нее соседние нагнетательные скважины.

Выделяется три уровня оптимизированности элемента заводнения – оптимизированный, перспективный и неоптимизированный:

1) оптимизированный – текущая закачка в элементе достигла оптимальной, потенциал для интенсификации добычи реализован;

2) перспективный – текущая закачка в элементе достигла оптимального значения, создан потенциал для интенсификации добычи нефти;

3) неоптимизированный – текущая закачка в элементе не достигла оптимальной.

В процессе поступательного движения в декабре 2018 г. оптимизированность системы

РИС. 7. Оптимизированность системы заводнения

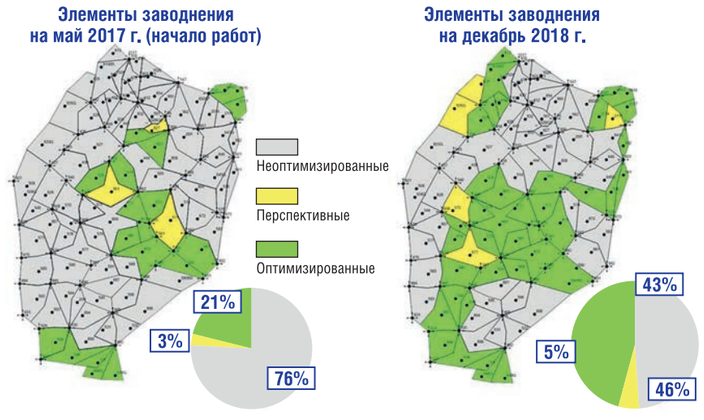
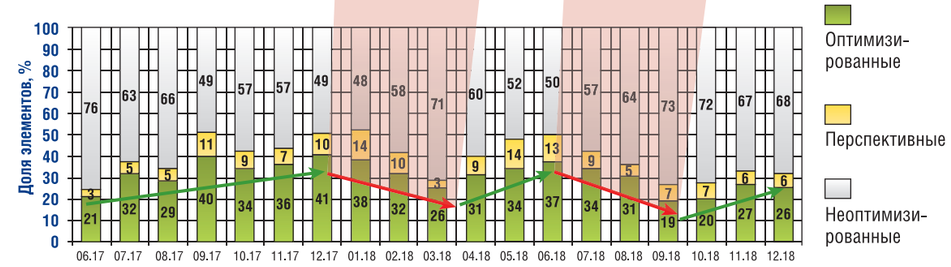


РИС. 8. Сопоставление суточной добычи нефти и оптимизированности элементов заводнения

Параметр	Май 17	Июнь 17	Июль 17	Авг 17	Сент 17	Ноя 17	Дек 17	Дек 17	Янв 18	Фев 18	Март 18	Апр 18	Май 18	Июнь 18	Июль 18	Авг 18	Сен 18	Окт 18	Ноя 18	Дек 18
Суточная добыча нефти, т/сут.	849	837	839	822	830	836	880	889	868	860	847	799	829	831	826	800	794	790	800	803
Δ суточной добычи нефти	–	-12	+2	-17	+8	+6	+44	+9	-21	-8	-13	-43	+30	+2	-5	-26	-6	-4	+10	+3
Эволюция оптимизации, %	26	21	32	29	40	34	36	41	38	32	26	31	34	37	34	31	19	20	27	26
Δ эволюции оптимизации	–	-5	+11	-3	+11	-6	+2	-5	-3	-6	-6	+5	+3	+3	-3	-2	-12	+1	+7	-1



заводнения (отношение оптимизированных и перспективных элементов к общему числу элементов заводнения) объекта $БС_8$ достигла 48 % (рис. 7), что позитивно отразилось на тенденциях нефтедобычи.

Однако сопоставление двух дискретных точек общей оптимизированности на момент начала работ и на конец 2018 года не отражает в полной мере зависимость суточной добычи нефти от уровня оптимизированности.

Эффективность реализации программы управления добычей характеризуется количеством оптимизированных элементов, что, как показывает практика (рис. 8), описывается прямой связью между уровнем оптимизированности и показателем суточной добычи нефти.

На графике наглядно представлено, что как только оптимизированность элементов заводнения начинает снижаться, то и суточная добыча нефти показывает сопоставимую динамику. Таким образом, помимо

РИС. 9. Распределение элементов заводнения по критерию устойчивости оптимальных режимов закачки

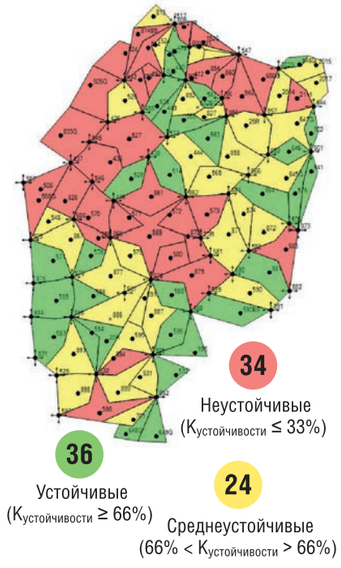


РИС. 10. Сопоставление среднего темпа падения устойчивых и не устойчивых элементов заводнения

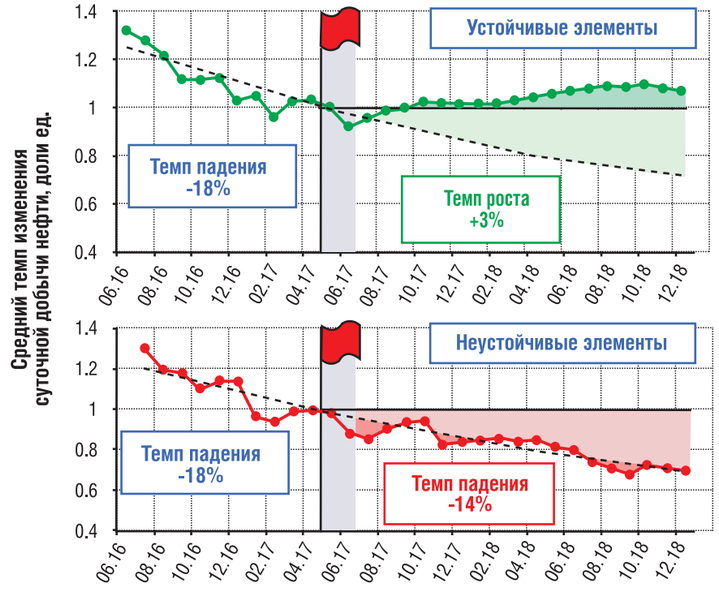
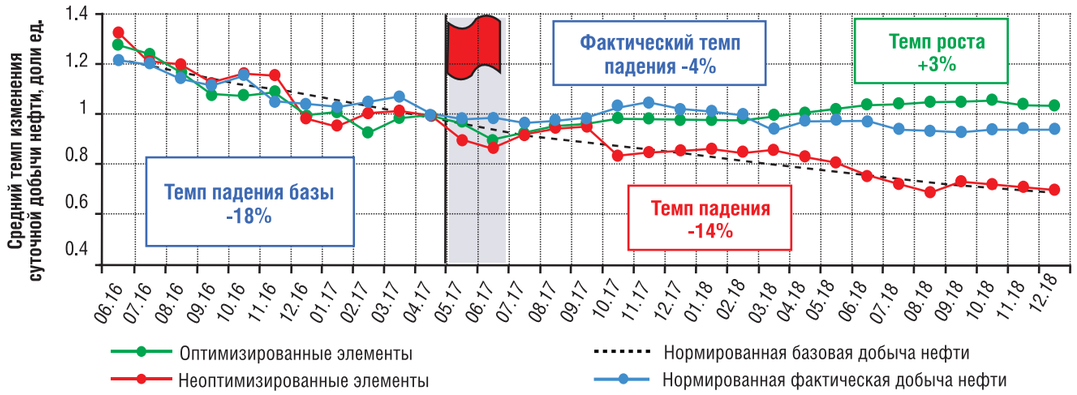


РИС. 11. Обезразмеренная динамика технологических показателей



абсолютного эффекта от внедрения технологии «Управление добычей» в виде дополнительной добычи нефти, график иллюстрирует и природу этого эффекта.

Устойчивость режимов закачки

Помимо оптимизированности режимов закачки немаловажным критерием эффективности работ является устойчивость оптимизированности элементов заводнения. Коэффициент устойчивости оптимальных режимов характеризует долю календарного времени за год, когда элемент заводнения находился в категории оптимальных либо перспективных (рис 9).

Обращаясь к динамике суточной добычи нефти по группам скважин устойчивых и не устойчивых элементов заводнения, наблюдается разительное отличие в показателях разработки (рис. 10).

Динамика суточной добычи нефти для группы элементов заводнения с низким коэффициентом устойчивости характеризуется снижением суточной добычи нефти как в 2017, так и в 2018 годах, темп падения добычи при этом в среднегодовом выражении составил порядка 14%, что соответствует представлению о базовых темпах падения добычи нефти, заложенных на 2018 год.

С другой стороны, по группе элементов заводнения с высоким коэффициентом устойчивости ($К_{уст}$ > 66%) отмечается рост суточной добычи нефти в 2017–2018 годах, темп роста в среднегодовом выражении составил порядка 3%.

Следует также отметить то, что обе группы устойчивых и неустойчивых элементов заводнения на момент начала работ по проекту «Управление добычей» характеризуются схожими темпами падения (рис. 11), что в очередной раз подтверждает эффективность представляемой технологии.

Направления дальнейшего развития проекта

На 2019 год намечены амбициозные планы по развитию проекта. Развитие планируется в трех основных направлениях:

- Интеграция программного обеспечения, передача компетенций в рамках проекта «Управления добычей» объекта $БС_8$ Западно-Малобалыкского месторождения специалистам ООО «КанБайкал»;
- Запуск пилотного проекта установки оборудования дистанционного управления режимами закачки на мощностях двух кустовых площадок объекта $БС_8$ – «Роботизированный участок»;
- Масштабирование технологии в рамках предприятия.

Вывод

1. Доказанная эффективность интеграции цифровых технологий по управлению процессами заводнения и планирования технологических режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин выражается в увеличении добычи нефти относительно базовых показателей на **18%** и снижение операционных затрат до **9%**.
2. Для успешной реализации проекта необходима тесная кооперация со специалистами соответствующих служб компании в целях увеличения показателей цифровых индикаторов эффективности, таких как устойчивость и оптимизированность режимов закачки, высокие показатели которых необходимы для наращивания добычи нефти.
3. Перспективы развития технологии «Управление добычей» связаны с интеграцией служб управления, роботизацией процессов регулирования режимов работы нагнетательных скважин и масштабированием технологии в рамках предприятия. ●

Литература

1. *Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь») – М.: «Недропользование XXI век», № 6, 2017 г., с. 60–82.*
2. *Козлова Д.В. «Умная» добыча: почему цифровые технологии удержат низкие цены на нефть. Доступно на: https://www.forbes.ru/biznes/351129-umnaya-dobycha-pochemu-cifrovye-tehnologii-uderzhat-nizkie-ceny-na-neft.*
3. *Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования. – М.: «Нефть. Газ. Новации», № 12, 2014 г., с. 32–37.*
4. *Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к управлению заводнением нефтяного месторождения – М.: «Нефть. Газ. Новации», № 2, 2016 г., с. 66–72.*

KEYWORDS: *production management, digital technologies, flooding, technological modes, oil and gas production.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–4 июля

Выставка

Nigeria Oil & Gas 2019

Абуджа, Нигерия, Abuja International Conference Centre

8–11 июля

Международная промышленная выставка

Иннопром 2019

г. Екатеринбург

10–11 июля

4-й международный инвестиционный форум и выставка

Восточный нефтегазовый форум

г. Владивосток

июль

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

9–15 июля

Международный нефтегазовый молодёжный форум

г. Альметьевск, ДОЛ «Юность»

25–27 июля

Выставка

Oil & Gas Africa 2019

Найроби, Кения, Kenyatta International Conference Center

ПОЛЬША ЗАКУПАЕТ РЕКОРДНОЕ КОЛИЧЕСТВО РОССИЙСКОГО УГЛЯ

DZIENNIK GAZETA PRAWNA

Польша, производящая из угля 80% энергии, постоянно увеличивает объем закупок этого сырья из России.

Россияне говорят, что рынки западных стран, которые в дальнейшей перспективе собираются отказываться от ископаемого топлива, не входят в список их приоритетов. Исключением выступает Польша.

В. Путин поставил задачу увеличить экспорт угля на 50%. Речь идет прежде всего о поставках в Китай, Индию, Турцию и страны Юго-Восточной Азии. Российские власти заявили о том, что будут координировать свои шаги с РЖД и морскими портами: на железной дороге, в первую очередь на Транссибирской и Байкало-Амурской магистралях, до сих пор остаются «узкие места», через которые физически невозможно перевезти больший объем сырья. На то чтобы изменить ситуацию, потребуется 1,5 трлн рублей. Найдутся ли такие деньги, и, как следствие, удастся ли России увеличить объем поставок в Азию, пока неизвестно.

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ ЗАВИСЯТ ОТ РОССИИ И САУДОВСКОЙ АРАВИИ

В Джидде состоялась встреча стран группы ОПЕК+, в ходе которой обсудили стратегию по нефтедобыче до конца 2019 г. Страны обеспокоены вероятностью падения предложения на нефтяном рынке. Однако мнения разделились: Саудовская Аравия настаивает на продолжении сокращения нефтедобычи, в то время как Россия предлагает пересмотреть ограничения.

Россия и Саудовская Аравия рассматривают два сценария, при которых возможно увеличение нефтедобычи. Первый предусматривает увеличение лимита поставок от 1,2 млн до 900 тыс. барр. в сутки. Второй – сокращение добычи у ряда стран на большее значение, чем было предусмотрено соглашением, что дает возможность увеличить добычу на 800 тыс. барр. в сутки.

Эксперты делают вывод, что участники ОПЕК+ (в том числе Россия) на оставшуюся половину 2019 г. предусматривают возможность увеличения добычи, однако склонны действовать с осторожностью, поскольку и у них есть опасения возможного нового падения цен.

НА ПОЧВЕ «ДРУЖБЫ» ДРУЖБА НЕ КЛЕИТСЯ

RZECZPOSPOLITA

Польский оператор обещает возобновить поставки по нефтепроводу «Дружба» только после получения компенсаций. Переговоры намечены на 3 июня. Поляки утверждают, что Россия выставляет их виновниками затягивания спора, а россияне утверждают, что Польша завышает объемы некачественного сырья, разбавив грязную нефть чистой, чтобы получить больше денег.

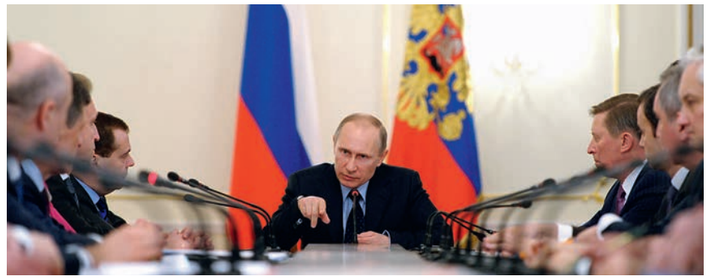
Д. Козак заявил, что «есть спорные вопросы, связанные с технологией хранения этой нефти. Потому что заактировано поступление в трубопровод одного объема, а сегодня нам предъявляется количество в несколько раз больше». Он добавил, что поляки, не поставив в известность российскую сторону, «разбавили» грязную нефть чистой.

Оператор нефтепровода компания PERN сделала заявление, в котором подчеркнул, что если россияне выполнят взятые на себя обязательства, «польская транспортная система будет полностью очищена в течение пяти месяцев».

Такие сроки называются только в польском заявлении. Другие операторы (белорусский, украинский, словацкий) покорно принимают российские условия и открывают вентили. ●

23 – 28 июня 2019 г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
www.flf-russia.com
FACEBOOK МЕРОПРИЯТИЕ
FUTURE LEADERS FORUM 2019
6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА
РЕКЛАМА
ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР
Компания РуссНефть
ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ
ЛУКОЙЛ
РОСНЕФТЬ
СУРГУТНЕФТЕГАЗ
TATNEFT
ИННОВАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
СЕРЕБРЯНЫЙ СПОНСОР
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
СПОНСОРЫ
ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
НОВАТЭК
ТРАНСНЕФТЬ
LEADERSHIP СПОНСОР
ExxonMobil
YTS СПОНСОР

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…



«Газпром» разбрасывается миллиардами

17 июня 2009 г. А Миллер рассказал о том, что Газпром планирует сократить траты на освоение Бованенковского месторождения, которое является ключевым для его будущего.

Сэкономленные средства компания планирует до 2013 года инвестировать в электроэнергетику. По словам главы компании, в настоящее время Газпром стал «компанией номер один» в России по объемам генерации и поставок электроэнергии. После консолидации суммарная мощность электростанции Газпрома превысит 30 тыс. МВт.

• Комментарий
Neftegaz.RU

Сегодня в планах Газпрома инвестировать в развитие производственных мощностей в ЯНАО 196,5 млрд руб. Компания ведет активную работу по обустройству Ямальского центра газодобычи. 5 декабря 2018 г. был запущен третий газовый промысел Бованенковского НГКМ, в связи с чем месторождение вышло на проектный уровень – 115 млрд м^3/год газа. На месторождении планируется ввести в эксплуатацию очередную дожимную компрессорную станцию и новые скважины. Для вывода растущих объемов газа с п-ва Ямал и поставок его российским и зарубежным потребителям Газпром расширяет Северный газотранспортный коридор.

Сергей Иванов позвал всех на шельф

19 июня 2009 г. вице-премьер РФ С. Иванов назвал «недопустимыми» темпы работ по разведке континентального шельфа России в Арктике. На выездном заседании Морской коллегии при правительстве РФ он сообщил, что за последние 20 лет на акваториях Баренцева и Карского морей российскими компаниями не открыто ни одного нефтяного месторождения, а на акваториях моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей даже не пробурено ни одной параметрической скважины.

• Комментарий
Neftegaz.RU

К настоящему моменту на месторождениях арктического шельфа открыто 33 месторождения. Добыча ведется пока только на одном – Приразломном. А основным видом работ в северных морях остается геологоразведка. Д. Храмов призвал усилить бурение на арктическом шельфе. Сейсмическая изученность в северных акваториях за последние пять–шесть лет кратно увеличилось, но ситуация с бурением обстоит не лучшим образом. Пробурено шесть скважин, в том числе с берега, тогда как соседняя Норвегия строит по несколько десятков в год. При этом относительно изученными сегодня являются Баренцево море и южная часть Карского моря, где в 2014 г. было открыто месторождение «Победа».

Дмитрий Медведев повел Россию на прорыв!

19 июня 2009 г. президент РФ Д. Медведев рассказал, в каких сферах России необходимо в ближайшее время совершить технологический прорыв. К ним относятся энергоэффективность и энергосбережение, ядерные, космические и медицинские технологии, а также стратегические информационные технологии.

• Комментарий
Neftegaz.RU

В мае 2018 г. президент РФ В. Путин подписал указ, определяющий цели развития России до 2024 г., согласно которому в стране должен быть обеспечен рост численности населения, устойчивый рост реальных доходов граждан, снижение уровня бедности в два раза, ускорение технологического развития, увеличение количества организаций, осуществляющих технологические инновации, обеспечение ускоренного внедрения цифровых технологий в экономике и социальной сфере, Россия должна войти в число пяти крупнейших экономик мира, темпы экономического роста должны превысить мировые при сохранении макроэкономической стабильности, в базовых отраслях экономики должен быть создан высокопроизводительный экспортно ориентированный сектор, обеспеченный высококвалифицированными кадрами и развивающийся на основе современных технологий. Также должны быть сформированы глобальные конкурентоспособные несырьевые секторы. ●

РЕКЛАМА

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ ПО ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

АРЕНДА БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ В РЕЖИМЕ 24/7/365

↗ 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ ↗ ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
↗ СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА ↗ СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
↗ ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ

EASTUNION Business Aviation

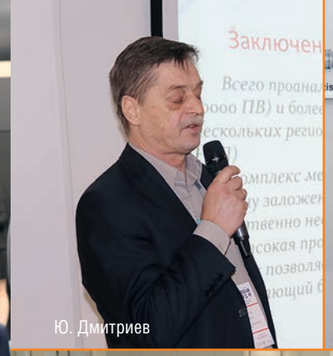
Cessna A Textron Company

телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24

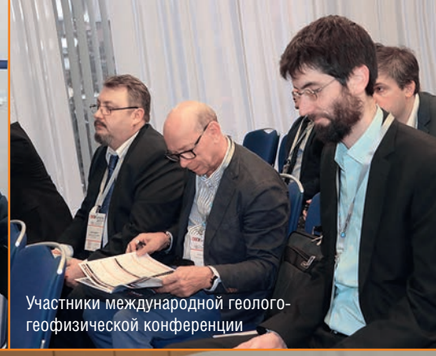
НЕФТЕГАЗ Life

В. Путин на МАФ-2018

Д. Кобылкин


Ю. Дмитриев

J. Becker, Э. Бессмертный


Участники международной геолого-геофизической конференции

Участники конференции Инвестэнерго-2019

А. Чилингаров

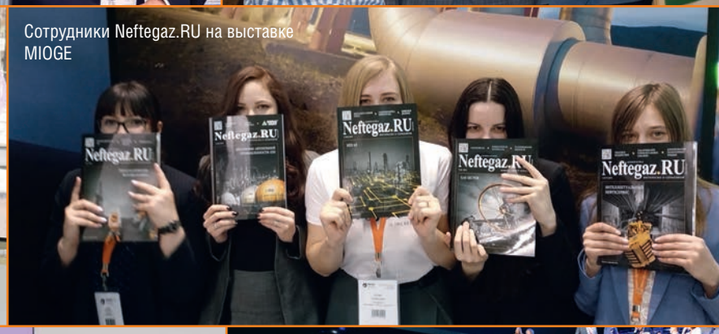
А. Егоров, Д. Арутюнян, К. Кузнецов

Д. Артюхов

В. Ураков, А. Яковлев

М. Спасенных

С. Власов, Р. Кавыевич



Сотрудники Neftegaz.RU на выставке MIOGE

Посетители выставки MIOGE-2019

Д. Писаренко

Участники MIOGE-2019

Участники деловой программы в рамках MIOGE-2019

Участники пленарного заседания МАФ-2019

Пленарная сессия RPGC-2019

Участники МАФ-2019

Участники выставки MIOGE-2019

УСТАНОВКИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1.1. Геологоразведочное оборудование

1.1.1.1.2. Установки геологоразведочного бурения и узлы

Установки, предназначенные для бурения структурно-поисковых и геофизических скважин на нефть, газ, воду и др.

Установки для разведочного бурения должны характеризоваться следующими элементами:

электродвигатель; пускорегулирующая, осветительная и сигнальная аппаратура; двигатель внутреннего сгорания; устройства для отвода промывной жидкости от устья скважины; устройства для отвода пыли и шума от устья скважины; устройства для механизированной укладки керна; устройства для ведения операция по перемещению, погрузке и разгрузке технологического инструмента; ограничители переподъема; предупреждающие затаскивание фарштуля или талевого блока в кронблок; устройства сигнализации о приближении к проводам действующих ЛЭП; двусторонняя сигнализация, гидроприводы, пневмоприводы, электроприводы, электрокоммуникации, пульт управления установкой.

Основные типы установок для геологоразведочного бурения на нефти и газа:

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2А2

Предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками.

Установка главным образом имеет: перемещающийся вращатель с гидроприводом (используется в процессе бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при бурении).

Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах.

Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика.

Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта, установка бурового насоса.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-4Т

Бурение геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой, продувкой забоя или шнеками. Транспортной базой установки служит тралевочный трактор, на котором установлена мачта 1 и смонтированы установочная рама 3, цилиндр подъема мачты 4, раздаточная коробка 2, промежуточный вал, пульт управления 5, обвязка гидросистемы, каретка, установка опорных домкратов, патрон для шнеков, элеватор, вращатель 6, талевая система 7, герметизатор, шламозащитное устройство и сальник.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А

Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебёдки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебёдки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъёма талевого блока; ограничителя грузоподъёмности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для контроля; гидропневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащённого искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием; звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащённой осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В

Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

БЛОЧНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2. Буровые установки и их узлы

Блочные буровые установки ББУ 000 с гидравлическим приводом подвижного вращателя предназначены для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые и строительные материалы.

ББУ обеспечивает колонковое и бескерновое бурение с промывкой/с продувкой, ударно-вращательное колонковое бурение с использованием колонковых наборов. Комплектация установки гидромолотом позволяет отбирать пробы грунта ненарушенной структуры забивными грунтоносами.

С помощью монтажных комплектов ББУ 000 устанавливается на транспортные средства, соответствующей грузоподъемности.

ОСОБЕННОСТИ УСТАНОВКИ
- подвижный вращатель с проходным шпинделем с приводом от регулируемого гидромотора обеспечивает высокооборотное алмазное бурение
- конструктивные особенности металлоконструкции обеспечивают наклонное и вертикальное бурения скважин;
- для повышения устойчивости установки при бурении стойка механизма подачи имеет систему «дампинга» (продольное перемещение стойки до упора в грунт с фиксацией);
- малые габариты и вес установки, а также ее блочная конструкция обеспечивают доставку установки в труднодоступную местность средствами малой авиации, легкими гусеничными транспортными средствами, а при необходимости вручную силами буровых бригад;
- возможность произвольного размещения блоков установки на рабочей площадке в пределах длины РВД;
- возможность монтажа на транспортных средствах с грузоподъемностью от 900 кг силами потребителя

911 БЮРО ПЕРЕВОДОВ

ЛИНГВИСТИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ВАШИХ ПРОЕКТОВ

115172 г. Москва, Котельническая наб. д 25 стр 1

http://девятьодинодин.рф

bp@911main.com

+7(495) 911-61-41

РЕКЛАМА

АГНКС. АВТОМОБИЛЬНАЯ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

АГНКС блочного (блочно-модульного) исполнения предназначена для заправки автомобилей природным газом, сжатым до давления 20.0 МПа. В зависимости от величины входного давления и от требуемой производительности АГНКС могут оборудоваться компрессорами разной мощности. Для возможности заправки передвижных автомобильных газозаправщиков (ПАГЗ) до давления 25,0 МПа АГНКС может быть дополнительно оборудована газораздаточной колонкой для его заправки.

Конструкция

Комплект оборудования представляет собой блочную конструкцию, состоящую из следующих блоков:

- блок входных кранов (возможна поставка узла коммерческого учета входного газа)
- блок технологический, в котором размещены: система подготовки газа (очистка и осушка), компрессор с приводным электродвигателем (либо газовым ДВС) для сжатия природного газа до давления 25,0 МПа
- блок оператора – помещение для обслуживания персонала. В блоке находятся приборы системы контроля и управления технологическими процессами
- блок аккумуляторов газа
- газораздаточные колонки до 8 (при необходимости и больше) заправочных постов
- монтажный комплект и комплект эксплуатационной документации

Природный газ от газопровода, через блок входных в АГНКС кранов, поступает в замерный узел (если он оговорен в комплекте поставки), затем в блок подготовки газа, проходит подготовку до необходимого качества (очистка и осушка по ГОСТ27577-2000) и после этого поступает в компрессор, сжимается до давления 25,0 МПа и направляется в систему аккумуляторов газа и далее через газораздаточную колонку в автомобиль.

Одно либо двухпостовая колонка АГНКС укомплектована системой учета газа и информационным табло, обеспечивает заправку автомобилей до давления 20,0 МПа.

Осушка газа производится адсорбционным блоком осушки с регенерацией адсорбента в автоматическом режиме.

Управление технологическим процессом АГНКС осуществляется системой автоматического управления (САУ) с пульта оператора из блока оператора. САУ формирует журнал, в котором фиксируются параметры технологического процесса, и ведется учет заправок, с выдачей сменных отчетов.

Комплект оборудования автомобильной газонаполнительной компрессорной станции оборудован системами безопасности, включающими в себя: систему контроля загазованности, охранно-пожарную сигнализацию, аварийно-вытяжную вентиляцию и систему автоматического пожаротушения. Технологические выбросы газа в атмосферу отсутствуют. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Модификации комплектов (по количеству заправок в сутки)	**От 1 до 500**
Входное давление, кгс/см^2*	**3–12**
Производительность по заправкам, в сутки (при расчетном объеме заправки 55 нм^3)	**От 1 до 800**
Выходное давление компрессора, кгс/см^2	**250**
Давление заправки, кгс/см^2	**200**
Суммарная вместимость аккумуляторов, м^3	**От 1,0 до 8,0**
Количество заправочных постов	**От 1 до 8**
Время заправки 1 автомобиля, мин	**5...13**
Количество обслуживающего персонала, чел.	**1–2 человека в смену**

INNOPROM
Turkey
Discover the potential

8–11 июля 2019, Екатеринбург
МВЦ «Екатеринбург-ЭКСПО»

ИННОПРОМ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ВЫСТАВКА

СТРАНА-ПАРТНЕР:
ТУРЕЦКАЯ РЕСПУБЛИКА

ТЕМА:
ЦИФРОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО: ИНТЕГРИРОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ

ИННОПРОМ. МЕТАЛЛООБРАБОТКА
ИНДУСТРИАЛЬНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ
АДДИТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
МАШИНОСТРОЕНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО КОМПОНЕНТОВ
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

- 600 индустриальных компаний-экспонентов
- 46 000 уникальных посетителей из 107 стран мира
- более 160 деловых мероприятий

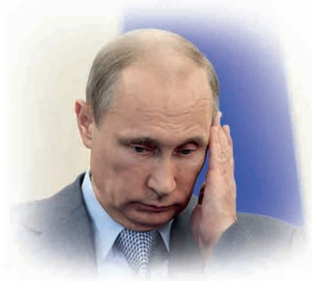
РЕКЛАМА

Организатор МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Оператор business event ГРУППА КОМПАНИЙ FORMIKA
#ИННОПРОМ2019

Телефон горячей линии: 8-800-700-82-31
www.innoprom.com

«Вопросы эффективности, надежности, безопасности энергообеспечения, качества и стоимости электроэнергии для потребителей – это вопрос темпов роста российской экономики»

П. Завальный



«Нам нужно думать о том, как мы влияем на мировой энергетический рынок»

В. Путин

«Радует, что они (нефтяники – ред.) постоянно находят подходы, как стабилизировать ситуацию и где-то даже сдвинуть в позитивную сторону»

Д. Артюхов

«Нужно стараться быть конкурентоспособным, поскольку все мы живём в мировой конкурентной борьбе, и с каждым годом она возрастает»

Ю. Шафраник

«Один рубль, вложенный в арктические проекты, привлекает еще 15 рублей»

Д. Кобылкин

«Я бы не хотел жить в стране, в которой командуют олигархи»

Г. Греф

«России необходимо максимально пользоваться своим главным конкурентным преимуществом – наличием достаточно дешевых углеводородных запасов»

П. Сорокин

«Пока не разгоним экономический рост, у нас все время вопросы реальных доходов будут находиться в зоне риска»

А. Кудрин

«В ближайшие несколько лет могут возникнуть риски для спроса на нефть из-за замедления мировой экономики»

А. Новак

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)

Аккредитация на торговых площадках

Подбор тендеров по заданным параметрам

Юридический анализ тендерной документации

Подготовка **тендерной заявки**

Услуги **специализированной организации**

Оформление **банковских гарантий**

Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта

Оспаривание решений ФАС о внесении в **«черный список поставщиков»**

Действуя строго в рамках законодательства, мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

РЕКЛАМА

РЕКЛАМА

Коксохиммонтаж

В промышленном строительстве с 1930 года

Коксохиммонтаж:
строим для будущего