



ТРИЗЫ
ГВИНЕЙСКОГО
ЗАЛИВА

ГЕОФИЗИКА
С ПРИТОКОМ

КАЛИБРОВКА
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

7 [91] 2019

РАЗВЕДКА
ЦИФРОЙ



КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА



ПАРКОВЫЕ АЛЛЕИ
жилой комплекс

**КВАРТИРЫ
С ВЫХОДОМ В ПАРК**

**ДВУХУРОВНЕВЫЙ
ПОДЗЕМНЫЙ ПАРКИНГ**

РАЗВИТАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

**СОБСТВЕННЫЙ СПОРТИВНЫЙ
КОМПЛЕКС С БАССЕЙНОМ**

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ОАЗИС
В ИСТОРИЧЕСКОМ
ЦЕНТРЕ ГОРОДА**

6 КМ ОТ МКАД

*Живи
и
Наслаждайся!*



Разведка цифрой



12

ТРИЗы Гвинейского залива



16

Французские технологии для российского ТЭК



34

Геофизика с притоком



38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ Главное

Чем платить будете? 6

Проект моногородов 8

Минэнерго продляет программу ВИЭ 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Разведка цифрой 12

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

ТРИЗы Гвинейского залива 16

НЕФТЕСЕРВИС

Первые среди лучших 24

БУРЕНИЕ

SMART-CASE для повышения эффективности бурения горизонтальных скважин 30

ОБОРУДОВАНИЕ

Французские технологии для российского ТЭК 34

Геофизика с притоком 38

Комплексная подготовка топливного газа для турбин Прегольской ТЭС 42

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Защищенные ноутбуки и планшеты Getac: работают там, где другие отдыхают 48

Технологии 4.0 для тяжелой нефти



52

Увеличение объемов численного моделирования



70

Калибровка математической модели



76

Экспериментальное изучение формирования лага при ГРП



90

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Технологии 4.0 для тяжелой нефти 52

Применение беспроводных решений и технологий в нефтегазовой добыче 60

Увеличение объемов численного моделирования 70

Калибровка математической модели 76

Моделирование микротечений в поровом пространстве пород-коллекторов 82

ДОБЫЧА

Исследование условий образования органических отложений в поровом пространстве пород-коллекторов 86

Экспериментальное изучение формирования лага при ГРП 90

Календарь событий 93

Повышение энергоэффективности эксплуатации механизированного фонда скважин 94

Россия в заголовках 97

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

В поисках энергетического баланса 98

Хронограф 101

ТРАНСПОРТИРОВКА

Геолокационный метод контроля трубопровода 102

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

1672 года назад

В 347 году китайцы сконструировали прообраз нефтяной скважины, где в качестве «добычного оборудования» использовали стебли бамбука.

147 лет назад

В 1872 году утверждены «Правила о нефтяном промысле и акцизе с фотогенового производства», а также «Правила об отдаче в частные руки казённых нефтяных источников Кавказского и Закавказского края, состоящих в откупном содержании».

131 год назад

В 1888 году был произведён первый подсчёт запасов нефти. Его сделал геолог А.М. Коншин, применив объёмный метод.

117 лет назад

В 1902 году в Сураханах пробурена первая газовая скважина. Её глубина составила 207 м.

98 лет назад

В 1921 году при геологоразведочных работах начала использоваться антиклинальная теория формирования нефтяных залежей.

93 года назад

В 1926 году в районе Баку была засыпана Биби-Эйбатская бухта для создания на этом участке нефтяного промысла.

55 лет назад

В 1964 году введён в эксплуатацию трансевропейский нефтепровод «Дружба». Общая протяжённость составила 5500 км вместе с ответвлениями.

49 лет назад

В 1970 году в штате Луизиана была пробурена сверхглубокая скважина глубиной 7803 м.

40 лет назад

В 1979 году начали применяться методики 3D сейсморазведки в Западной Сибири.

28 лет назад

В 1991 году произошла экологическая катастрофа в Персидском заливе, в воды которого вылилось 4 млн барр. нефти.

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.
Загрянный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

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

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова
Александра Милютина

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

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

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.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



СКР

СКОРПИОН



РЕКЛАМА

СКР «СКОРПИОН» - это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для организации непрерывного контроля и отображения состояния технологических процессов на установках ГНКТ

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ:

- ✓ Online доступ к собранным данным на WEB-портале
- ✓ Возможность настройки индивидуального интерфейса
- ✓ Фото-регистрация с заданной дискретностью
- ✓ Обязанка юнитов на скважине без проводов
- ✓ График усилия нагрузки на ГНКТ
- ✓ Система аварийного отключения инжектора
- ✓ Система учета перегибов трубы в реальном времени
- ✓ Техническая поддержка и обслуживание 24/7
- ✓ Хранение и отображение данных о выполненных ранее работах



office@stak63.com
www.stak63.com
+7(8482) 378-340

75 лет назад доллар стал международной валютой



Россия и Китай заключили соглашение о переходе на расчеты в национальной валюте



Для перехода к торгам в национальной валюте была создана фьючерсная площадка на СПБМТСБ



В. Путин призывает страны БРИКС переходить на национальные валюты

ЧЕМ ПЛАТИТЬ БУДЕТЕ?

Анна Павлихина

Ровно 75 лет назад в курортном городке Бреттон-Вудс собрались представители ведущих мировых держав, итогом встречи стало принятие доллара в качестве основной конвертируемой валюты. Сегодня многие из этих стран мечтают изменить принятое тогда решение. Но сломать ямайскую систему оказывается не так просто. Удается ли это России и Китаю, которые одними из первых решили пройти по этому пути?

В июне 2019 г. между Москвой и Пекином было заключено соглашение, предписывающее совершать расчеты по торговым операциям в национальной валюте.

Переход на национальные системы финансовых транзакций должен произойти уже в следующем году. Но целесообразность этих действий вызывает скепсис у многих экономистов. Они уверены, что ни Россия, ни Китай в ближайшее время не откажутся от доллара. И эта уверенность имеет под собой основания. Курс на дедолларизацию объявлен рядом стран, но количество торговых операций, совершаемых в американской валюте, продолжает возрастать.

Россия и Китай не впервые предпринимают эту попытку. Пять лет назад уже проводился аналогичный эксперимент. Возможно, он имел бы большой успех, если бы волей злого рока именно тогда, в декабре 2014 г. рубль в одночасье не обесценился, надолго подорвав веру китайских партнеров в устойчивость российской валюты. Время стерло эти воспоминания, и теперь с Китаем заключено соглашение, которое, по поэтичному выражению исполнительного вице-президента РСПП А. Мурычева, означает, что «в Китае появилась политическая воля на активизацию взаимных платежей в рублях и юанях».

Справедливости ради стоит отметить, что китайский бизнес не рухнул к этой активизации. Да и для Китая в целом, находящегося в обостренных отношениях с Соединенными Штатами, это не лучший шаг для исправления ситуации. Сегодня доллар составляет основу развития многих



экономик и Китай не исключение. По убеждению экспертов отрасли, Китай стремится превратить юань в резервную валюту.

Основной инициатор в отказе от доллара – Россия. Ее первые шаги в этом направлении были предприняты в начале нулевых годов и выразились в попытке продавать свою нефть на Московской товарно-сырьевой бирже. В 2006 г. идея превращения рубля в «универсальное средство для международных расчетов» была выведена на уровень госприоритета. Спустя несколько лет, с целью перейти к торгам в национальной валюте,

была открыта фьючерсная площадка на СПБМТСБ. Сегодня Россия вновь предпринимает попытку, стремясь обеспечить себе экономическую безопасность.

Соединенные Штаты довели до крайности аксиому о том, что одна страна, обладающая мощной конвертируемой (и даже не обеспеченной золотым запасом) валютой, посредством санкционных угроз способна влиять на ситуацию во всем мире. Зависимость мировых экономик от доллара становится все более удручающей, поэтому желание избавиться от долларовой зависимости понятно, но насколько реален в нынешних условиях переход на национальные валюты?

Россия – премиальный рынок сбыта товаров и услуг как для азиатских, так и для европейских производителей. Продавать свои технологии и оборудование (в которых так нуждается нефтяная отрасль) европейские компании захотят за свою валюту или американский доллар, но никак не за рубли или юани.

Переход на нацвалюты с Китаем очевидно, будет способствовать увеличению товарооборота. Но и здесь есть подводный камень, он заключается в том, что, по сути, участникам торговых отношений будет отказано в выборе торговых партнеров, а значит, и в выборе условий сделки. Это как с бонусной картой, вы идете в тот магазин, где у вас есть система бонусов и льготных условий (независимо от того, нужны ли они в данный момент), а не в тот, где товар может оказаться качественнее.

Президент России В. Путин призывает страны БРИКС также переходить на национальные валюты. Но превращение национальной валюты в международную таким образом не происходит, надо не насаждать рубль, а укреплять его.

Как справедливо отметил А. Кудрин, Россия может переходить на национальные валюты, но при этом ее торговый баланс должен быть преимущественно экспортным. Сегодня наш экспорт весьма скуден, но именно им и ограничивается будущий масштаб расчетов в национальных валютах. ●

ПРОЕКТ МОНОГОРОДОВ

Правительство РФ прорабатывает комплекс мероприятий по развитию моногородов России в формате государственной программы. Проект, который подготовило Минэкономразвития РФ, в настоящее время находится на стадии разработки.

В частности, правительство РФ считает необходимым диверсифицировать экономику моногородов с целью снятия их зависимости от функционирования градообразующих предприятий. Для этого следует усовершенствовать нормативно-правовое регулирование, а также предоставить как финансовые, так и нефинансовые меры государственной поддержки. По мнению замминистра экономического развития РФ В. Живулина, в режиме государственной программы дальнейшая работа по поддержке моногородов может показать эффективность.

МИНЭНЕРГО ПРОДАЕТ ПРОГРАММУ ВИЭ

Минэнерго РФ считает, что программа поддержки строительства генерации на основе возобновляемых источников энергии должна быть продлена до 2035 г.

При этом конкурентные условия для потенциальных инвесторов должны быть ужесточены в части снижения CAPEX и введения дополнительных целей в области экспорта продукции. На сегодняшний день развитие ВИЭ в России ставит перед Минэнерго РФ и субъектами электроэнергетики дополнительные специфические задачи. Речь идет о совместном функционировании возобновляемой генерации, традиционной генерации и электросетевого комплекса. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Вот уже пять лет российские компании работают в режиме санкционных ограничений, что существенно затрудняет их деятельность в ряде секторов. Одним из наиболее чувствительных к отсутствию иностранных технологий оказался нефтесервис. Насколько успешно идет адаптация и удастся ли российским нефтяным компаниям обходиться силами отечественных производителей?

Успешно ли реализуется программа импортозамещения в нефтесервисе и добычном сегменте?

65%

Нет, геофизика в открытом стволе сегодня остается исключительно импортная

5%

Да, начали появляться отечественные технологии для ГРП и технологии в геофизике

17%

Нет, технологии по заканчиванию скважин с МГРП есть по-прежнему только у крупных иностранных компаний

3%

Да, еще лет 5 назад доля отечественного оборудования, применяемого российскими компаниями составляла 40%, а сегодня она достигает 70%

10%

Технологии – не проблема, а вот по обеспечению высокого давления на пласт приходится работать с импортным оборудованием

В сырьевой стране от цены на нефть зависит состояние бюджета и экономики страны в целом. И, конечно, чем выше цена, тем увереннее чувствует себя национальная валюта. Но какой должна быть минимальная цена на нефть, чтобы Россия могла сбалансировать государственные финансы?

Какой должна быть минимальная цена на нефть, чтобы Россия могла сбалансировать государственные финансы?

8%

30 долл. за барр. из расчета себестоимость добычи на новых месторождениях (15 долл.) плюс 100-процентная накрутка

12%

40 долл. за барр., как утверждает заместитель министра энергетики П. Сорокин

20%

50 долл. за барр., как прогнозирует МВФ

50%

60 долл. за барр., как сейчас

10%

Не ниже 70 долл. за барр.



ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий

ЕДИНАЯ ЦЕЛЬ — ЕДИНЫМИ СИЛАМИ!



Проекты ГРП | Буровые и нефтесервисные услуги | Проекты разработки месторождений УВС



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

Второй век ВСТО
Богурманская ТЭС запущена
Продажа квот
Дожми руки до Арктики
Цены на газ
Южный поток
Сливки капиталов
Северный поток достроили

Электростанции на СПГ

Объединенная судостроительная корпорация совместно с ЦКБ Коралл разработала два проекта плавучих электростанций, использующих СПГ, мощностью 40 МВт и 80 МВт.

Капиталовложения в проект оцениваются на уровне 1,2–1,3 тыс. долл. США.



Дополнительно запланировано строительство серии судов-бункеровщиков объемом по 2 тыс. м³. Таким образом, судостроительная компания собирается строить целую экосистему, включающую в себя и плавучую станцию и суда-бункеровщики.

Сооружение платформы мощностью 40 МВт может быть осуществлено на любом предприятии компании, где разрешено строить суда класса река-море. Заказ по строительству платформы 80 Мвт больших габаритов планируют разместить на более крупных верфях. Бункеровщики также будут построены на предприятиях компании.

Касторовое масло vs газогидратные пробки

Ученые КФУ научились разрушать «газогидратные пробки» с помощью обычного касторового масла.

В ходе эксперимента установлено, что реагент, созданный на основе касторового масла, не только устраняет «пробку», но и увеличивает время ее очередного образования – поток нефти и газа не прекращается долгое время.

Газогидратные «пробки», образующиеся в стволах скважин, – самая частая проблема добычи на северных месторождениях. В частности, данное неорганическое вещество образуется при низких температурах и высоком давлении, что приводит к закупорке, аварийным ситуациям и даже взрывам, что неизбежно нарушает экологию.



Специалисты Казанского федерального университета сделали ставку на бюджетные, экологически чистые и биоразлагаемые прекурсоры, такие как растительные масла.

Примечательно, что даже касторовое масло является подходящим вариантом благодаря внутренней биоразлагаемости, низкой токсичности и доступной цене.

Малые ГЭС

В Карачаево-Черкесской Республике (КЧР) началось строительство двух Красногорских

малых ГЭС. Проект предусматривает строительство на р. Кубань ниже действующей Зеленчукской ГЭС-ГАЭС малых гидроэлектростанций: Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2. Мощность каждой МГЭС составит 24,9 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 83,8 млн кВт*ч. Ввод энергообъектов в эксплуатацию намечен на 2021–2022 гг.

Дополнительно будут построены плотина длиной 148 м и высотой 31,4 м с водосбросом, правобережная защитная дамба длиной 475 м. В каждом здании МГЭС разместят два гидроагрегата мощностью 12,45 МВт с поворотными гидротурбинами, работающими на расчетном напоре 24,9 м.

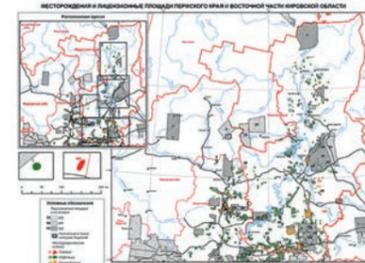


Ожидается, что новые МГЭС будут не только вырабатывать электроэнергию, но и выравнивать в водохранилище колебания уровня воды, которые возникают при изменении режимов работы Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, в результате чего будут сняты сезонные ограничения мощности, составляющие 70 МВт.

Оцифровка скважин

Ростелеком рассчитывает внедрить цифровые технологии управления на большинстве нефтегазовых скважин в Уральском федеральном округе к 2025 г.

В настоящее время технологии испытывают в Ханты-Мансийском автономном округе и Пермском крае, где проекты реализованы для разных компаний.



Так, в марте 2019 г. Ростелеком и ЛУКОЙЛ запустили пилотный проект «умная скважина» на Аспинском месторождении в Пермском крае. На месторождении устанавливаются датчики, позволяющие контролировать нефтедобычу, потребление электроэнергии, состояние окружающей среды, а также вести видеонаблюдение. Для реализации проекта по оцифровке скважин используется полностью отечественное оборудование. Стоимость системы различается для каждого отдельного случая, а инвестиции окупаются за 2–3 года эксплуатации. Внедрение технологии промышленного Интернета вещей позволит нефтяникам оперативно контролировать работу оборудования на

труднодоступных производственных объектах, а также дистанционно управлять ими.

В планах компании оснастить такими цифровыми инновациями подавляющее большинство месторождений на Урале к 2025 г.

Электронный контроль добычи нефти

Белоруснефть начала внедрять новые специализированные электронные системы контроля добычи нефти СКАД-3104-СКС на промысле сибирской «дочки» Янгпур.

В Янгпур передали 15 комплектов систем, созданных в отделе



технических средств контроля за добычей нефти. Это инновационная продукция, оборудование нового поколения для контроля технологических параметров работы установок электроцентробежных или электровинтовых насосов.

Автоматизированный комплекс программно-аппаратных средств позволяет онлайн получать достоверные данные во всех режимах работы оборудования.

Кроме СКАД-3104-СКС разработали еще одну передовую систему скважинного контроля –

Цикада-01. Этими комплексами сейчас переоснащается механизированный фонд скважин в белорусском регионе. Данные продукты позволяют технологам промысла следить за погружным оборудованием, находящимся на многокилометровой глубине.

Оптимизация дизайна скважин

Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз повышает эффективность бурения за счет оптимизации дизайна горизонтальных скважин. Реализация проекта началась на Вынгапуровском НГКМ в ЯНАО. Строительство скважины по новой технологии позволяет уменьшить затраты на бурение на 8% и сократить срок работ на 2,5 суток.

Оптимальный дизайн – это комплекс технологических решений, которые позволяют сократить сроки и стоимость строительства скважины



без ухудшения качества и с сохранением или ростом объемов добычи.

Обычно решением по оптимизации является не одна технология, а их сочетание.

В дальнейшем планируется тиражирование на других активах предприятия. ●

РАЗВЕДКА ЦИФРОЙ

Ирина Герасимова

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ, КАК И ВО ВСЕЙ «НЕФТЯНКЕ», СТАЛО ОБЪЕКТИВНЫМ ТРЕНДОМ. ЗАДАЧИ ОТРАСЛИ УСЛОЖНЯЮТСЯ: ВСЕ «ЛЕГКИЕ» МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЖЕ ОТКРЫТЫ, И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ СВЯЗАНЫ С ПОИСКАМИ В СЕВЕРНЫХ ШИРОТАХ, НА ШЕЛЬФЕ ИЛИ С ИЗУЧЕНИЕМ ГОРИЗОНТОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ. ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТАНОВЯТСЯ ОДНИМ ИЗ ИНСТРУМЕНТОВ ОПТИМИЗАЦИИ ГРП, НО ОДНОВРЕМЕННО САМИ НЕСУТ НОВЫЕ РИСКИ

Революция с естественными предпосылками

Первые шаги в направлении цифровизации отечественной геологоразведки были сделаны еще в советское время. В конце 1960-х гг. Центральная геофизическая экспедиция начала переводить нефтяную геофизику на цифровую регистрацию и обработку сейсмической и каротажной информации. С 1975 г. вся геофизическая информация отрасли регистрируется в цифровой форме и обрабатывается в вычислительных центрах.

Широкие возможности для применения прорывных технологий открылись уже в новом веке. Вслед за западными лидерами нефтегазового рынка цифровые решения стали активнее применять и российские компании – еще до того, как термин «цифровизация» вошел в моду. Сейчас этот процесс стал более масштабным, вошел в фокус внимания государства и признан одной из важнейших задач отрасли.

Вместе с тем эксперты предостерегают заниматься «цифровизацией ради цифровизации». «В цифровизацию очень легко войти, гораздо сложнее все реализовать грамотно», – отметил директор по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти» Алексей Вашкевич, выступая на панельной сессии «Цифровое недропользование» в рамках ПМЭФ-2019. По его словам, для нефтяников цифровизация – не модель выживания, а модель возможностей.

Но мало кто сомневается, что с каждым годом значение новых прорывных технологий будет возрастать. Согласно недавнему исследованию британской Wood Mackenzie, нефтегазовые компании со всего мира (опрос затронул 258 участников) планируют в текущем году потратить на внедрение «цифры» в геологоразведке до 8% своих бюджетов.

К числу наиболее востребованных в геологоразведке цифровых технологий обычно относят:

- технологии больших данных (big data), позволяющие работать с огромными массивами информации;
- различные решения в области искусственного интеллекта, включая нейросети, машинное обучение, когнитивные технологии;
- промышленный интернет вещей (IIoT);
- облачные технологии.

Кроме того, в нефтегазовой геологоразведке могут быть эффективны и ряд других решений, в частности – «цифровые двойники», роботы и беспилотные летательные аппараты (БПЛА).

ФАКТЫ

В 1960-х

Центральная геофизическая экспедиция начала переводить нефтяную геофизику на цифровую регистрацию и обработку сейсмической и каротажной информации

Новые технологии позволяют получать, обрабатывать и анализировать геологическую информацию в больших объемах и с высокой достоверностью. Они направлены на оптимизацию рутинных операций, снижение человеческого фактора, увеличение скорости принятия решений. Как следствие перечисленного – снижение затрат.

При этом об исключении специалистов из процессов интерпретации данных и принятия решений пока речи не идет. По мнению многих участников рынка, в ближайшем будущем ключевая роль останется все же за человеком.

Проекты российских компаний

Сегодня российские компании работают над десятками цифровых проектов в геологоразведке, ряд которых активно применяется на практике.

Так, в «Газпром нефти» применяется информационная система анализа геолого-промысловых данных «Геомэйт». В ней собрана вся геологическая информация о каждом месторождении компании. Сотрудники с помощью этих данных могут оперативно изучать все доступные показатели для построения моделей месторождений, выявления и детализации перспективных зон и пластов.

На базе «Геомэйт» развивается проект «Цифровой керн». Он подразумевает создание 3D-моделей керна для математических экспериментов, сокращающих потребность в длительных лабораторных исследованиях.

Пример использования искусственного интеллекта – система «Когнитивный геолог» «Газпром нефти». Программа предполагает создание самообучающейся модели геологического объекта и служит

для оптимизации процессов обработки и анализа геолого-геофизической информации.

Текущим летом «Газпром нефть» объявила, что успешно применила самообучающуюся программу для поиска дополнительных запасов. В результате цифровой обработки геологических данных на Вынгапуровском месторождении были выявлены новые пласты углеводородов. Из этих пластов добыта нефть – без затрат на дополнительное бурение и создание инфраструктуры.

«Роснефть» использует искусственный интеллект при планировании геолого-технических мероприятий и разработке месторождений. Компания запустила корпоративный центр обработки данных с платформой промышленного интернета GE Predix, цифровое пространство по обработке геолого-физических данных «ГеоПАК», ведется работа над другими проектами.

«РН-УфаНИПИнефть» разработала программные модули для геологического моделирования – «РН-Геосим». Программный комплекс направлен на управление потоком задач, для визуализации и обработки данных ГИС, 2D и 3D-визуализации геологических объектов, построения структурных поверхностей. В «Роснефти» рассчитывают, что «РН-Геосим» обеспечит до 80% потребности компании в геологическом моделировании.

«ЛУКОЙЛ» ранее успешно использовал нейронные сети для уточнения моделей двух месторождений в Каспийском море. Благодаря этому был снижен риск бурения «сухих» скважин. Компания активно развивает собственную концепцию интеллектуального месторождения LIFE-Field, которая объединяет все этапы upstream-проекта от разведки до завершения разработки.

Ряд инициатив реализует «Татнефть». Например, ее дочерняя структура НТЦ «А2И» разрабатывает софт и оборудование для систем промышленного интернета вещей. Многие цифровые проекты в сфере ГРП разрабатываются вместе с иностранными партнерами. «Газпром нефть» много лет сотрудничает IBM. В частности, уже упомянутая система «Когнитивный геолог» – результат этого партнерства. «Роснефть» для развития цифровых проектов создала СП с General Electric, чьи решения используются, в частности, для внедрения IIoT. А в прошлом месяце компания и ее «дочка» «СИБИНТЕК» заключили соглашение о сотрудничестве в сфере инноваций и развития цифровых технологий с Samsung Electronics.

Есть и немало проектов, реализуемых нефтяниками совместно с российскими IT-вендорами. Так, «Газпром нефть» и «Яндекс.Терра» создали ПО для обработки данных сейсморазведки. «ЛУКОЙЛ» в проекте LIFE-Field использовал интеграционную платформу AVIST Oil&Gas, разработанную ITPS.

Импортозависимость: угрозы и поиски выхода

Одной из важнейших проблем в цифровизации геологоразведки является высокая зависимость от зарубежного IT-оборудования и программного обеспечения. По данным Росгеологии, в целом по геологоразведочной отрасли показатель достигает:

ФАКТЫ

До 8%

своих бюджетов нефтегазовые компании со всего мира планируют потратить на внедрение «цифры» в геологоразведке в 2019 г.

90%

программного обеспечения в геологоразведке составляет доля импортного продукта

по программному обеспечению – 90%, по аппаратурно-техническим средствам – 75% на суше, 90% на море и 100% в транзитных зонах.

В текущих геополитических условиях зависимость от импортных технологий несет санкционные риски; кроме того, встает вопрос о кибербезопасности и возможных утечек ценной информации за рубеж. Поэтому вопрос создания отечественного софта и оборудования для цифровизации геологоразведочной отрасли с точки зрения государства увязан с вопросами национальной безопасности и находится под пристальным вниманием властей.

С 2016 г. на базе «Росатома» и «Росгеологии» развивается проект «Геоплатформа» – интегрированная ИС, которая обеспечивает взаимодействие государства и недропользователей по обмену информацией и ценностями. Госкомпания также договорилась разработать прикладные программы в области геологоразведки и освоения месторождений, специальные дополнительные модули в сфере геомеханики, геонавигации, дизайна ГРП, моделирования термогазового воздействия. Кроме того, запланировано создать единый банк геоинформационных данных.

Содействовать отечественным разработкам призваны и принятые в апреле поправки в закон «О недрах», которые разрешают компаниям проводить исследования на специальных полигонах разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи ТРИЗ.

По оценкам экспертов, российским компаниям следует создавать собственные разработки, которые стали бы конкурентоспособны на внутреннем и внешнем рынках.

Специалисты отмечают, что в стране уже есть конкурентные продукты: в частности, в области телекоммуникаций и IIoT (тут одним из лидеров выступает «Ростелеком»), системы кибербезопасности, а также некоторые решения в сфере искусственного интеллекта, нейросетей. Однако остро стоит вопрос с разработкой российской мобильной операционной системы и ряда других технологий. ●



**17-20 СЕНТЯБРЯ
РОССИЯ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

НЕВА 2019

**15-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ГРАЖДАНСКОМУ СУДОСТРОЕНИЮ,
СУДОХОДСТВУ, ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОРТОВ,
ОСВОЕНИЮ ОКЕАНА И ШЕЛЬФА**



> 30 000 м² площадей



> 600 экспонентов из 36 стран мира



> 1000 иностранных делегатов



NEW спецпроект «Центр малого судостроения»



Насыщенная деловая программа с участием международных экспертов

РЕКЛАМА

**ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОНЫ F, G, H
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1**

6+



info@nevainter.com
+7 (812) 321 26 76
+7 (812) 321 28 17
WWW.NEVINTER.COM

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



ТриЗы ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА

Построение трехмерной геологической модели и проектирование горизонтального бурения с использованием детерминистической синхронной инверсии частично-кратных сумм

Гареева Лилия Фаридовна,
ведущий специалист
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Горбачев Сергей Дмитриевич,
ведущий специалист,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Ампиров Юрий Петрович,
профессор, доктор физико-математических наук,
заслуженный деятель науки РФ,
МГУ им. Ломоносова

В СТАТЬЕ ОПИСАНА МЕТОДИКА ПРОГНОЗА ЗОН НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЛАНЦЕПОДОБНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ОСНОВАННАЯ НА РЕЗУЛЬТАТАХ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СИНХРОННОЙ ИНВЕРСИИ, ПРОДЕМОНСТРИРОВАНЫ ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТАКИХ ЗАЛЕЖЕЙ, А ТАКЖЕ ОТРАЖЕНЫ СПОСОБЫ ИХ РАЗРАБОТКИ С ПОМОЩЬЮ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СТВОЛОМ. ИССЛЕДУЕМЫЙ УЧАСТОК РАСПОЛОЖЕН НА ШЕЛЬФЕ ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА

THE ARTICLE DESCRIBES THE METHOD FOR FORECASTING THE MOST LIKELY DISTRIBUTION OF SHALE-LIKE RESERVOIRS BASED ON THE RESULTS OF SEISMIC SYNCHRONOUS INVERSION, DEMONSTRATES THE FEATURES OF BUILDING A THREE-DIMENSIONAL GEOLOGICAL MODEL OF SUCH DEPOSITS, AND ALSO DESCRIBES HOW TO DEVELOP THEM USING HORIZONTAL WELL DRILLING. THE STUDY AREA IS LOCATED ON THE SHELF OF THE GULF OF GUINEA

Ключевые слова: шельф, Гвинейский залив, сброс, глубоководное бурение, кора выветривания, прогноз коллекторских свойств, сейсмическая инверсия, скважины с горизонтальным проложением, гидроразрыв пласта.

Геологическая характеристика района исследований

Главной особенностью низкопроницаемых резервуаров является то, что аккумуляция нефти и ее генерация происходят локализованно, в пределах одного коллекторского пространства, т.е. в данном случае термины «месторождение» и «местоскопление» не противопоставляются друг другу. Ключевым критерием для наличия залежей углеводородов (УВ) в такого рода резервуарах является входение их в главную зону нефте- или газообразования. Миграция не играет весомой роли, поскольку сам процесс переноса флюида из места образования к месту аккумуляции и консервации отсутствует. Данные отложения зачастую представляют собой переслаивание алевролитов, песчаников и глинисто-пелитовой фракции (флиш), что приводит к чрезвычайно низким значениям проницаемости (0,01 мДарси) и необходимости разработки с применением гидроразрыва пласта. При этом значения пористости в данных коллекторах могут варьировать в пределах 10–15% и более.

ФАКТЫ

10-15%
и более

– диапазон варьирования пористости в коллекторах

Месторождение L находится в зоне глубоководного шельфа Республики Гана в пределах нефтегазоносного бассейна Гвинейского залива и сложено низкопроницаемыми коллекторами ранне- и среднеальбского возраста. Разрез нефтегазоносного бассейна представлен мощными осадочными толщами, накопление которых происходило с раннего ордовика. Особенность геологического разреза бассейна побережья Ганы и Кот-д'Ивуара связана с проявлением тектонического явления глобального масштаба – развитием срединно-океанического хребта Атлантического океана (рис. 1).

Анализ регионального геологического разреза в сопоставлении с динамикой развития Атлантического

РИС. 1. Карта-схема регионального тектонического строения и нефтегазоносных бассейнов Гвинейского залива

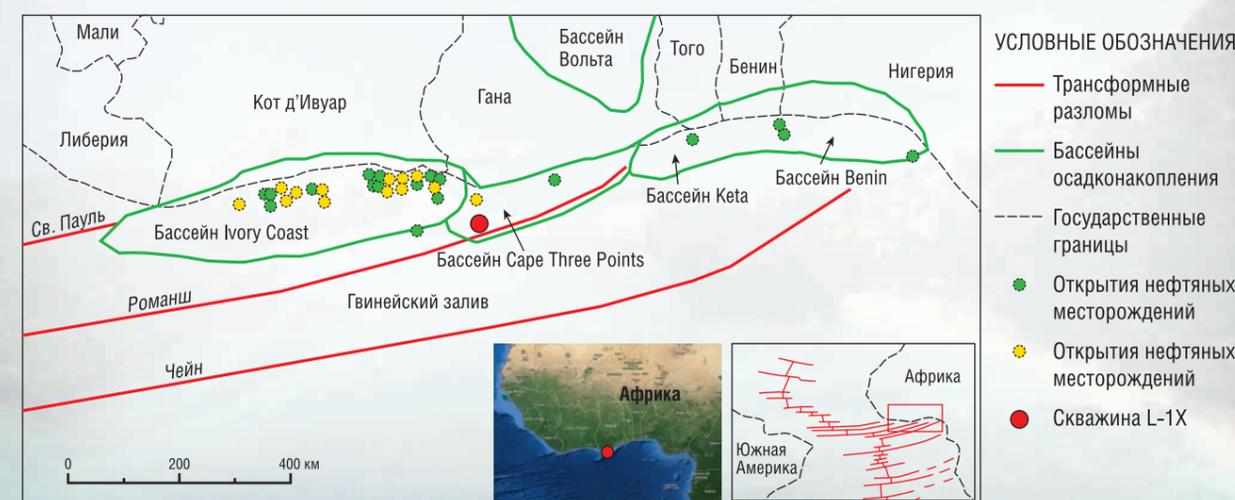
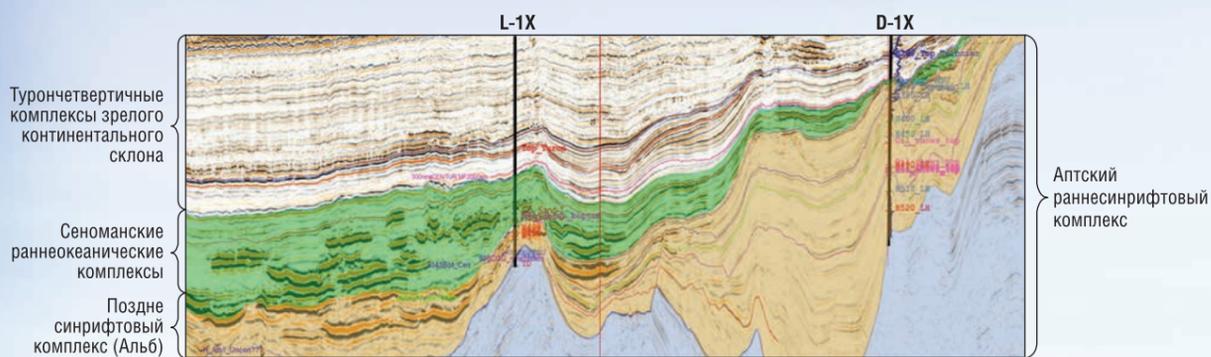


РИС. 2. Разрез через скважины D-1X и L-1X с выделением основных сейсмогеологических комплексов



срединно-океанического хребта позволяет сделать вывод о трехстадийном тектоническом развитии осадочного бассейна Гвинейского залива и выделить в его разрезе три главных комплекса (рис. 2):

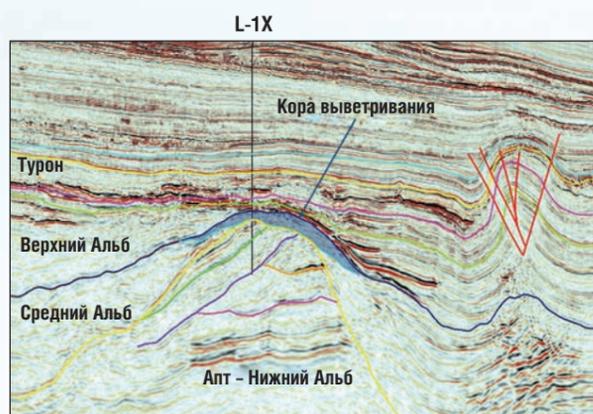
- 1) дорифтовый, включающий докембрийско-триасовый массив кратонных пород, и юрско-раннемеловой массив осадочных пород, сформированных в зоне мелководного шельфа;
- 2) синрифтовый, сформировавшийся в раннемеловое время (включая поздний альб);
- 3) пострифтовый (сеноман-голоцен), характеризующийся многочисленными несогласиями и выклиниваниями в разрезе [Brownfield M.E., Charpentier R.R., 2006].

Ловушка и коллектор месторождения L представлены переотложенной толщей, приуроченной к эродированной зоне альбского возраста, покрывающей останец, сложенный аптскими отложениями (рис. 3). Далее по тексту данная толща будет обозначаться как «кора выветривания», при этом ее истинная морфология нуждается в более детальном исследовании.

Интервал отложений, к которому приурочены продуктивные пропластки, представлен переслаиванием аргиллитов и песчаников с небольшими примесями карбонатного материала. Бурение скважины L-1X подтвердило теоретические предпосылки, которые закладывались в модель месторождения. Испытания средне-нижнеальбского интервала, который и являлся целевым с точки зрения концепции о наличии в нем продуктивных коллекторов, дали положительный результат. Были получены пробы нефти и газоконденсата, выделены два цикла в пределах коры выветривания, характеризующиеся различным флюидалным насыщением (верхний – конденсатонасыщенный цикл, нижний – нефтенасыщенный) и различным градиентом пластового давления.

Главной особенностью продуктивной толщи являются ее крайне противоречивые коллекторские свойства – высокие значения пористости (16–18%) на фоне чрезвычайно низких значений проницаемости (0,08–3,15 мДарси). Данные показатели являются характерными для сланцеподобных коллекторов. В таблице 1 приведены сводные значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного интервала.

РИС. 3. Сейсмический разрез через скважину L – схема условного строения месторождения



ФАКТЫ

1533

Тыс. км²

площадь Гвинейского залива

Распределение ФЕС по площади и по объему резервуара довольно трудно прогнозировать, поскольку выявление закономерностей изменения пористости в коллекторах подобного типа – сложная задача. Тем не менее сейсмоатрибутивный анализ и накопленная фактическая база по данным бурения позволяют проследить распространение в пределах месторождения зон с наиболее привлекательными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Количественный анализ сейсмических данных для прогноза свойств пород

В последние годы все более актуальной становится проблема картирования и разработки сложных коллекторов – слабо акустически контрастных на фоне вмещающих пород, маломощных, непротяженных по латерали. Для решения таких задач активно используются и развиваются

ТАБЛИЦА 1. Сводные значения фильтрационно-емкостных свойств для продуктивного интервала

Глубина (м)	Пористость (%)	Проницаемость	
		Клинкенберг (мД)	Воздух (мД)
4337.60	16.88	.321	.602
4338.90	16.69	.161	.357
4340.00	16.05	.239	.433
4345.20	17.70	.297	.570
4423.00	16.37	2.519	3.144
4437.90	13.26	.365	.617
4439.10	12.65	.039	.085
4446.90	14.71	.083	.159

методы инверсионных преобразований сейсмических данных, позволяющих перейти от анализа коэффициентов отражения на акустических границах сред непосредственно к анализу упругих свойств пластов (решение обратной динамической задачи), что более соответствует геологическому разрезу [Yakovlev I.V., Barkov A.Y., Ampilov Y.P. et al., 2009]. Это, в свою очередь, делает возможным построение более точных зависимостей между акустическими параметрами и коллекторскими свойствами и, как следствие, их более надежный прогноз. Расчеты производятся не только с полнократными кубами, но и с сейсмическими данными, просуммированными в различных диапазонах углов падения. При выполнении инверсии по суммарному кубу получают только акустический импеданс. При выполнении синхронной инверсии кубы угловых сумм, содержащие информацию об изменении амплитуды отраженной волны с удалением, инвертируются в кубы упругих параметров [Ампиллов Ю.П., 2008]. Число определяемых параметров зависит от имеющихся углов падения (или удалений), а также от качества данных. При наличии широкого диапазона углов падения (от 45° и выше) и высокого отношения «сигнал–помеха» можно определить три параметра (обычно – акустический, сдвиговый импеданс и плотность). В случае ограниченного диапазона углов падения AVO / AVA инверсия позволяет надежно восстановить лишь два из них. Плотность является самым сложным для инверсии параметром, для получения корректных ее значений требуются широкий диапазон углов падения и высококачественные данные. Совместный анализ нескольких упругих параметров дает больше возможностей для прогноза литологии, пористости, УВ-насыщения, чем интерпретация только одного акустического импеданса [Ампиллов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др., 2009].

На месторождении L пробурена одна разведочная скважина, хорошо охарактеризованная методами ГИС: в ней проведены замеры скоростей продольной, поперечной волн и плотности. Значения акустического и плотностного

каротажа предварительно были скорректированы за влияние скважинных условий, удалены некондиционные участки кривых. Скважина была исследована методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

В случае месторождения L в продуктивном интервале контраст упругих свойств между двумя литологическими типами (пачки неколлекторов и пачки переслаивающихся песчаников-коллекторов и глин) не велик. Без анализа результатов синхронной детерминистической инверсии было бы трудно выделить нефтегазонасыщенные пласты, проследить их пространственную протяженность, оценить коллекторские свойства и изучить их внутреннее строение с помощью только общепринятых методик атрибутного анализа сейсмических данных. Для решения поставленной задачи необходимо выделить упругие свойства среды, наиболее чувствительные к смене флюида и литологии. Из анализа скважинных данных следует, что таким параметром является $\lambda\rho$, в пространстве которого можно с большой степенью достоверности выделить требуемые «литотипы». Коллекторы и вмещающие породы по верхнему интервалу разделяются уверенно, по нижнему – с некоторым перекрытием. Данный параметр является производным от продольного и поперечного импедансов, которые будут получены в результате синхронной инверсии [Хилтерман Ф.Дж., 2010].

Для построения низкочастотной модели упругих параметров (которая используется в качестве опорного тренда, задающего мягкие ограничения при восстановлении упругих свойств) использовалась структурная модель, полученная в ходе интерпретации сейсморазведки, данные ГИС (продольный и поперечный импедансы) и куб интервальных скоростей. Следует отметить, что в пределах первого цикла не проводилось традиционное для случая газонасыщенных коллекторов флюидозамещение на воду. Поскольку интервалы коллекторов представлены тонкослоистым переслаиванием песчаников и глин, насыщение газоконденсатом не приводит

ФАКТЫ

6363 м

глубина дна, образующего Гвинейскую котловину

34-35 %

составляет солёность воды Гвинейского залива, близ устьев рек она понижается до 20–30 %

РИС. 4. Привязка сейсмических и каротажных данных в скважине L

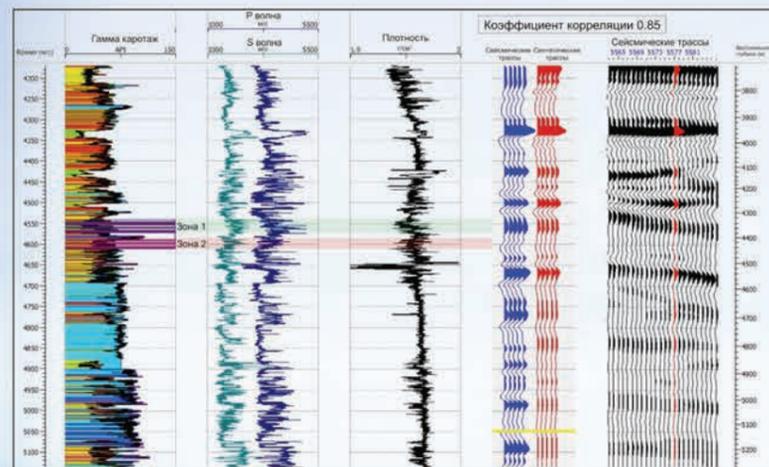
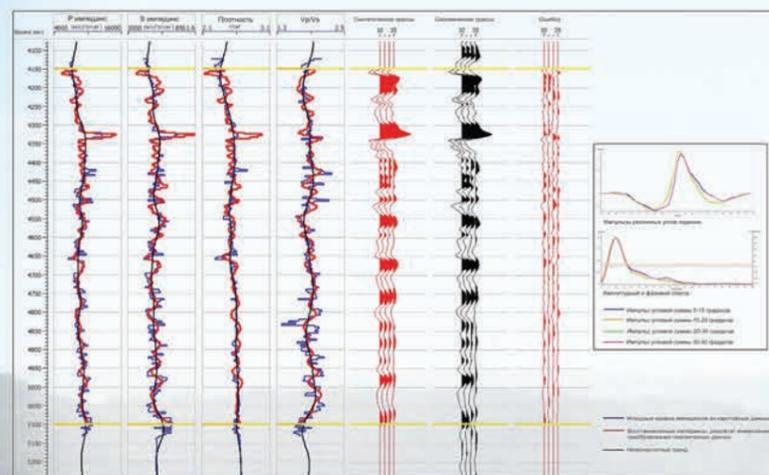


РИС. 5. Контроль качества инверсионных преобразований сейсмических данных, оценка амплитудно-фазовых характеристик импульсов по всем угловым суммам



к появлению ложной низкоимпедансной аномалии в межскважинном пространстве при интерполяции упругих параметров.

Инверсионные преобразования были проведены на сейсмических данных, полученных в рамках работ 3D и обработанных с привлечением современных методик с сохранением амплитуд [Ampilov Y.P., Baturin D.G., 2012]. Сейсмограммы в удалениях были пересчитаны с использованием скоростей миграции в угловые сейсмограммы. После анализа полученных данных были удалены остаточные статические и кинематические сдвиги. Из угловых сейсмограмм были сформированы четыре угловые суммы, каждая из которых относится к отражениям 10-градусного сектора углов падений из общего диапазона 5–40° (5–15°, 10–20°, 20–30°, 30–40°). Выбор диапазона углов падения является важным этапом инверсионных преобразований сейсмических данных, так как ширина диапазона определяет, насколько

ФАКТЫ

25-27 °C

температура воды в Гвинейском заливе

полная информация об изменении амплитуды с удалением будет использована в расчетах.

С использованием кривых акустического и плотностного метода была проведена увязка сейсмических и скважинных данных, для каждой из четырех угловых сумм оценена форма импульса (рис. 4). Анализ амплитудно-фазовых характеристик импульсов позволил сделать вывод, что все они могут быть использованы для проведения инверсионных преобразований сейсмических данных. Характеристики импульсов для каждой из угловых сумм приведены на рис. 5.

Одной из наиболее часто используемых процедур по оценке качества выполненных инверсионных преобразований является сопоставление полученных результатов со скважинными данными. Данная проверка показала, что наиболее устойчиво в результате синхронной инверсии восстанавливаются акустический и сдвиговый импедансы, а наихудшим образом – плотность и отношение V_p/V_s (рис. 5). Коэффициенты корреляции между инвертированными кривыми акустического, сдвигового импеданса, плотности, V_p/V_s и измерениями в скважинах составили соответственно 0,94, 0,87, 0,59 и 0,49.

Кроме того, была использована еще одна процедура оценки качества выполненных преобразований: сопоставление волнового поля, используемого для проведения инверсии, и синтетического, полученного после ее расчета. Анализ разницы между ними во временной и амплитудно-частотной областях продемонстрировал высокую степень достоверности полученных результатов.

Таким образом, в результате синхронной детерминистической инверсии получена оценка продольного и поперечного импедансов, из которых были определены объемные распределения параметров $\lambda\rho$ и $\mu\rho$ (рис. 6). Как указывалось выше, коллекторы выделяются на фоне вмещающих пород в области одного упругого параметра $\lambda\rho$. На этих результатах и будет основана дальнейшая работа.

РИС. 6. Распределение параметра $\lambda\rho$ (разрез через скважину L-1X)

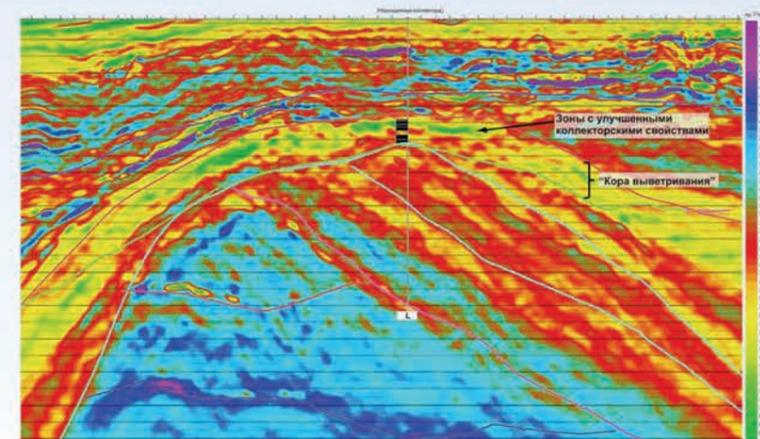
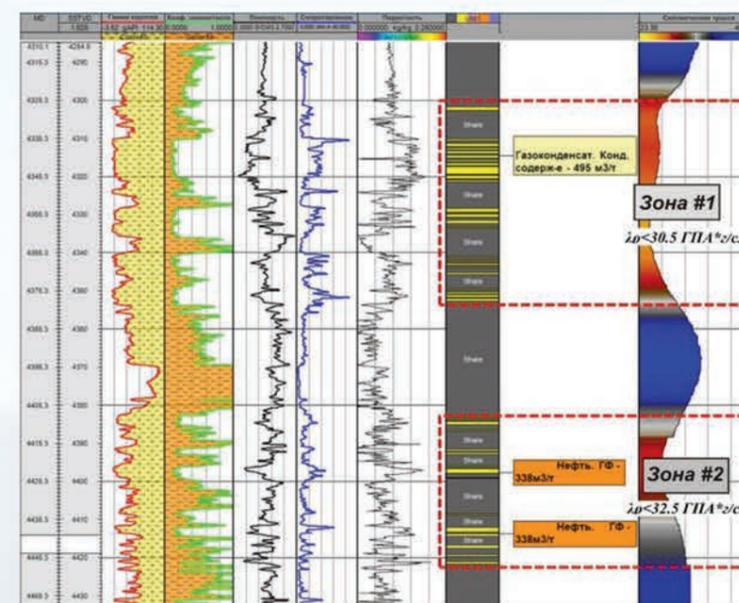


РИС. 7. Определение граничных значений параметра $\lambda\rho$ для зон наиболее вероятного распространения коллекторов



Информация, полученная из результирующих параметров AVO / AVA инверсии с калибровкой на скважинные данные, позволила установить существенное понижение значений параметра $\lambda\rho$ для верхней пачки (хороший коллектор, насыщенный газоконденсатом) и меньший контраст для нижней пачки (коллектор с ухудшенными свойствами, насыщенный нефтью).

Прослеживание по всему освещенному инверсией объему продуктивного пласта показало наличие зон, где породы, слагающие этот интервал, могут иметь улучшенные коллекторские свойства по сравнению с зоной, вскрытой скважиной. Прогнозный куб хорошо согласуется с соответствующими значениями в скважинах и отражает все основные особенности продуктивной толщи, в частности такие, как ухудшенные коллекторские свойства нижнего интервала.

Анализ результатов сейсмической инверсии и сопоставление их со скважинными данными позволили предположить, что пониженные значения параметра $\lambda\rho$ соотносятся с опесчаненными пачками коллектора. При сопоставлении литологической интерпретации со значениями параметра $\lambda\rho$ в точке скважины удалось установить, что для первого цикла весь разрез, содержащий коллекторы, лежит в пределах значений менее 30 ГПА*г/см³, для второго цикла предельное значение составляет 32,5 ГПА*г/см³ (рис. 7). Было решено использовать именно эти значения в качестве граничных для параметра $\lambda\rho$ при выделении в пределах коры выветривания зон наиболее вероятного распространения коллекторов и геометризации области потенциального улучшения ФЕС и концентрации УВ.

Выделенные объемы были перенесены на заранее построенный структурный каркас трехмерной геологической модели, на чем и основывалась дальнейшая работа по определению наиболее перспективных зон для оценочного бурения на месторождении L (рис. 8).

Продуктивный интервал, определенный в разрезе скважины, представлен тонкослоистым переслаиванием песчаников и глин, поэтому коэффициент песчаности (NTG), рассчитанный по этому интервалу, сохранен во всем объеме, выделенном по результатам сейсмической инверсии. Это способствовало более достоверному отображению коллекторов в пределах геологической модели месторождения (рис. 9).

В точке скважины наблюдается высокая корреляция значений пористости и параметра $\lambda\rho$ (коэффициент корреляции составляет 0,75). Параметр $\lambda\rho$ был использован в качестве объемного тренда при заполнении ячеек структурного грида модели значениями пористости. Минимальным значениями куба параметра $\lambda\rho$ соответствовали максимальные значения пористости и, наоборот, максимальным – пониженные.

РИС. 8. Результат интеграции параметра λ_r , полученного в результате сейсмической инверсии, в трехмерный грид геологической модели месторождения L

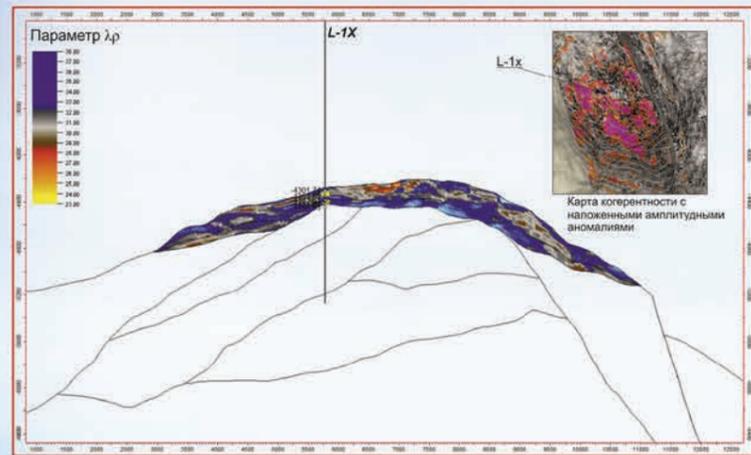


РИС. 9. Алгоритм построения куба литологии с использованием сейсмических данных в качестве тренда

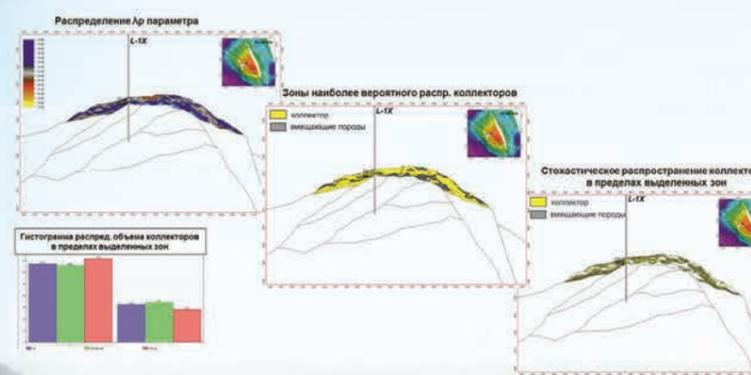
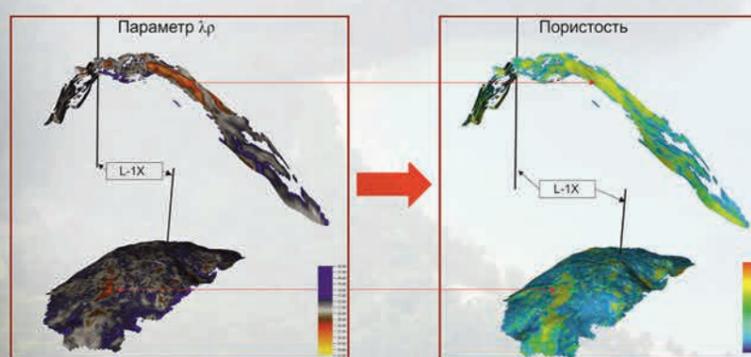


РИС. 10. Использование результатов сейсмической инверсии при распространении параметра пористости коллекторов



При этом был задан диапазон граничных значений пористости 13,5–20,0%, полученный по результатам исследования кернового материала (рис. 10).

Таким образом, результаты синхронной инверсии сейсмических данных позволили определить латеральные границы распространения «коры выветривания», закартировать зоны потенциального улучшения коллекторских свойств, оценить их толщины. Удалось построить более

корректную геологическую модель месторождения и модель распространения пористости в пределах коры выветривания: сейсмические данные были использованы не только для построения структурного каркаса и определения границ распространения различных сиквенсов, но и для прогноза ФЕС в объеме, что очень актуально для месторождения L, слабо освещенного скважинами [Гареева Л.Ф., Горбачев С.Д., Бочкарев В.А., Ампилов Ю.П., 2015].

Проектирование горизонтального бурения с учетом прогноза по сейсмическим данным

Наиболее рациональным способом освоения подобного типа залежей является бурение горизонтальных стволов вдоль поверхности напластования с вскрытием выделенных по результатам интерпретации сейсмических данных зон наиболее вероятного распространения коллекторов с улучшенными свойствами и проведение многоступенчатого гидроразрыва пласта (ГРП) (рис. 11).

Анализ рассчитанного куба когерентности и данных FMI, полученных в скважине, позволили выявить основные тренды тектонической напряженности, выразившиеся в формировании разломов и зон трещиноватости ориентировки СЗ–ЮВ, расположенных субпараллельно основному восточному сбросу. Данные закономерности должны быть учтены при проведении стволов скважин сквозь тело залежи, расположение горизонтальных проложений должно быть ортогонально оси тектонического напряжения для более эффективного воздействия на залежь методами ГРП. Необходимо, чтобы ось распространения естественной трещиноватости совпадала с направлением воздействия гидроразрыва.

Применение ГРП обеспечит вертикальную сообщаемость низкопроницаемого разреза, позволит многократно повысить проницаемость продуктивного комплекса, полностью использовать потенциал вскрываемых

РИС. 11. Предлагаемое положение горизонтального ствола, основанное на данных сейсмической инверсии

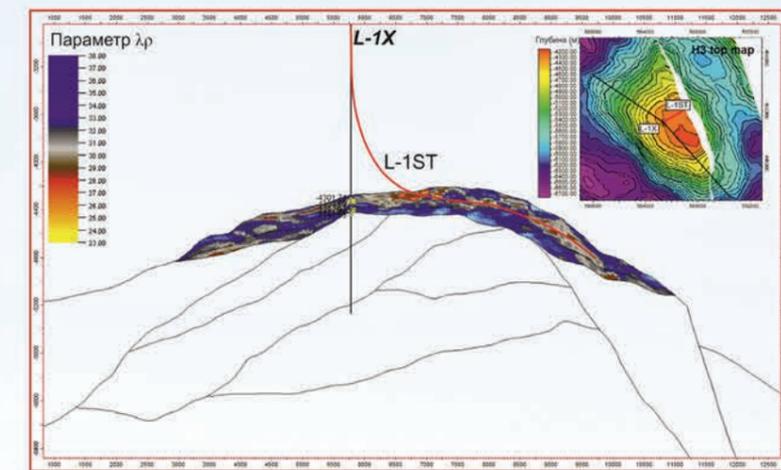
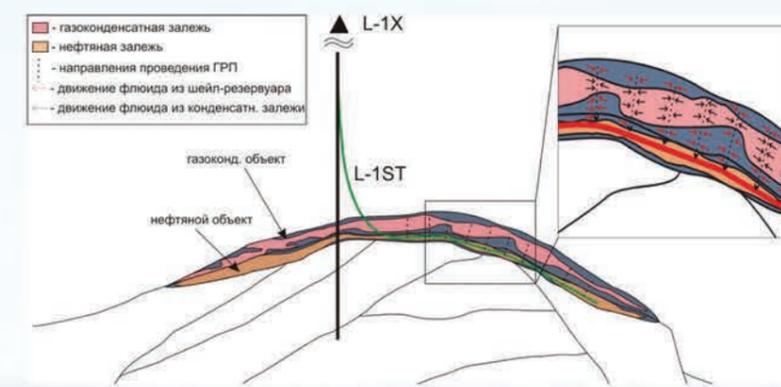


РИС. 12. Принципиальная схема разработки месторождения Линкс



отложений и достичь коммерчески рентабельных уровней добычи в скважинах месторождения. Воздействие на пласт методами гидроразрыва позволит использовать потенциал глинистых прослоев (shale-резервуары), являющихся нефтегазопроизводящими (материнские отложения). На фоне искусственной трещиноватости и формирования зоны разгрузки возможно появление первичной миграции УВ из данных глинистых толщ (отложения находятся в зоне нефтяного окна) в искусственные каналы. То есть можно говорить о комбинированном типе коллекторов месторождения L, который характеризуется как система tight-shale. Для максимально полного использования потенциала месторождения горизонтальные стволы при разработке необходимо проводить по нефтяной части залежи, в этом случае при проведении гидроразрыва возможно вовлечение в добычу и верхней газоконденсатной залежи (рис. 12).

Таким образом, на основе исследования особенностей геологического строения и формирования месторождения L можно сделать следующие выводы.

1. Методы инверсионного анализа сейсмических данных, использовавшиеся при исследовании

месторождения, позволяют с большой долей достоверности прогнозировать распространение зон наиболее вероятного распределения коллекторов и в дальнейшем использовать полученные результаты при планировании размещения эксплуатационного фонда скважин.

- Использование сейсмических данных позволило корректно построить геологическую модель и модель распространения пористости в пределах коры выветривания, несмотря на слабую освещенность скважинными данными.
- Разработку месторождения рекомендуется проводить с помощью бурения горизонтальных стволов с проведением многоступенчатого ГРП. Гидроразрыв обеспечит вовлечение в добычу не только песчаных прослоев, но и глинистых пропластков, что позволит максимизировать показатели отдачи УВ в системе tight-shale (плотные коллекторы – глины) и добиться рентабельных уровней добычи на месторождении. ●

Литература

- Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации моделированию оценке месторождений нефти и газа. – Центральное издательство геофизической литературы «Спектр». М., 2008. – 329 с.
- Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 3–16.
- Гареева Л.Ф., Горбачев С.Д., Бочкарев В.А., Ампилов Ю.П. Использование данных морской сейсморазведки для прогноза свойств сланцеподобных коллекторов и проектирования горизонтального бурения на шельфе гвинейского залива // Технологии сейсморазведки, № 1, 2015, с. 57–67.
- Хилтерман Ф.Дж. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. Тверь: ГЕРС, 2010. 256 с.
- Ampilov Y.P., Baturin D.G. Latest marine geophysical technologies for comprehensive study of natural hydrocarbon reservoirs and monitoring // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. – OF PRODUCTION, 2012. – P. 2056–2063.
- Brownfield M.E., Charpentier R.R. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of west Africa // US Geol. Survey Bull. 2207–C. 2006. 32 p.
- Yakovlev I.V., Barkov A.Y., Ampilov Y.P. et al. Accurate lithology and porosity prediction using simultaneous angle stack inversion on the shtokman field // Extended Abstracts of EAGE Conference: Saint Petersburg 2010.

ФАКТЫ ГВИНЕЙСКИЙ ЗАЛИВ –

одно из самых глубоких мест Мирового океана: глубины нарастают на юго-западе, опускаясь до 5 км и глубже

KEYWORDS: shelf, Gulf of Guinea, discharge, deep-sea drilling, weathering crust, reservoir properties forecast, seismic inversion, wells with horizontal laying, hydraulic fracturing.

ПЕРВЫЕ СРЕДИ ЛУЧШИХ

Штучкина Олеся Игоревна,
специалист по связям с общественностью
АО «ССК»

ИСТОРИЯ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ БЕРЕТ СВОЕ НАЧАЛО В ЮГРЕ. ДЕВЯТНАДЦАТЬ ЛЕТ НАЗАД НАЧАЛ РАБОТУ ПЕРВЫЙ НЕФТЕЮГАНСКИЙ ФИЛИАЛ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В СОСТАВЕ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА СЕМЬ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ: НЕФТЕЮГАНСКИЙ, КРАСНОЯРСКИЙ, ТОМСКИЙ И ЯМАЛЬСКИЙ ФИЛИАЛЫ, ФИЛИАЛЫ «ССК-ТЕХНОЛОГИИ», «УПРАВЛЕНИЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН», «РЕМОНТ СКВАЖИН». КОМПАНИЯ ИМЕЕТ СВЫШЕ 60 БУРОВЫХ УСТАНОВОК, ПЕРЕДОВЫЕ ФЛОТЫ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ, САМЫЕ ТОЧНЫЕ ТЕЛЕСИСТЕМЫ. ЗДЕСЬ ТРУДЯТСЯ ПОЧТИ ПЯТЬ ТЫСЯЧ СОТРУДНИКОВ, А ОБЩИЙ ОБЪЕМ БУРЕНИЯ ПРЕВЫШАЕТ ПОЛТОРА МИЛЛИОНА МЕТРОВ В ГОД

SIBIRIAN SERVICE COMPANY HISTORY ORIGINATES IN YUGRA. NINETEEN YEARS AGO, THE FIRST NEFTEUGANSK BRANCH BEGAN OPERATIONS. AS OF TODAY, THE COMPANY HAS SEVEN DIVISIONS: NEFTEUGANSK, KRASNOYARSK, TOMSK AND YAMAL BRANCHES, BRANCHES SSC-TECHNOLOGIES, WELL CEMENTING DEPARTMENT, WELL REPAIR. THE COMPANY HAS OVER 60 DRILLING RIGS, ADVANCED CEMENTING FLEETS, THE MOST ACCURATE TELESYSTEMS. IT EMPLOYS ALMOST FIVE THOUSAND EMPLOYEES, AND THE TOTAL AMOUNT OF DRILLING EXCEEDS ONE AND A HALF MILLION METERS A YEAR

Ключевые слова: Сибирская Сервисная Компания, нефтесервис, строительство скважин, бурение, природоохранные мероприятия.

Современная ССК доказала, что независимая компания способна существовать на свободном рынке, достойно выдерживать конкуренцию с интегрированными отечественными и зарубежными компаниями. ССК становится больше, осваивает новые регионы и будет продолжать динамично идти вперед.

На эффективность работы влияют многие факторы: личность руководителя и способность его команды управлять предприятием, инновационная политика предприятия, совершенствование организации производства, труда и управления, создание благоприятного социально-психологического климата в коллективе, качество и конкурентоспособность продукции, ценовая и инвестиционная политика предприятия.

— В наше время нельзя прожить и дня, не услышав слов «конкурентоспособность», «конкуренция». Ведь основной целью компании в условиях рыночной экономики является расширение своих позиций на рынке, стабильное получение хорошего результата, — рассказывает **Салават Гизатуллин, директор Нефтеюганского филиала АО «ССК».**

Нефтеюганский филиал:

- 25 бригад бурения
- 25 собственных буровых установок
- более 1500 миллионов метров проходки

Нефтеюганский филиал АО «ССК» на протяжении всей своей истории сохраняет репутацию надежного партнера, эффективно сочетающего профессионализм, современное оборудование и собственные технологии работы. Серьезным конкурентным преимуществом является

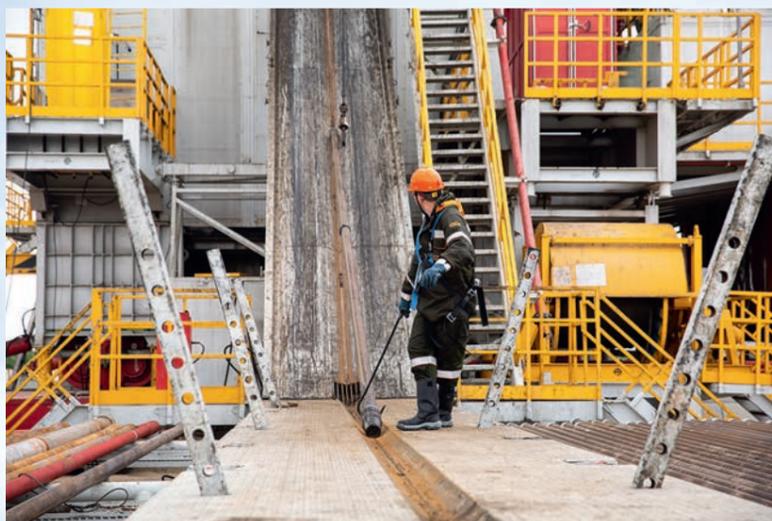
ФАКТЫ

25

собственных буровых установок составляет парк Нефтеюганского филиала

мобильность, способность реализовывать работы любой сложности в любых регионах интереса заказчиков, а также нацеленность на создание новых продуктов и идей, развитие любых востребованных заказчиком дополнительных сервисов, сплоченный коллектив профессионалов. Специалистами филиала успешно решаются задачи по максимальному сокращению сроков строительства скважин, когда в среднем на бурение одной скважины, в зависимости от глубины, уходит от девяти до одиннадцати суток. Современный рынок буровых услуг отличается все более возрастающей долей горизонтального бурения. Оно занимает уже более 40%. Акцент на горизонтальные скважины — это весомое преимущество ССК. Надо отметить, что порядка 85% таких скважин — это скважины с горизонтальными участками до 1000 метров. ССК по силам самостоятельно осуществлять этот сложный вид работ. Также для рынка характерна специализация.

Сегодня парк Нефтеюганского филиала — это 25 собственных буровых установок, из которых порядка 30% приобретены в последние 10 лет. Системная модернизация остальных БУ — это замена насосов на триплексные, замена ВЛБ, адаптация под СВП. По грузоподъемности — это шесть тяжелых (250–320 т), 17 средних (200–225 т) две легкие (мобильные) установки.



– Применение РУС (роторно-управляемая система) с комплектом ГИС (запись геофизических данных в режиме реального времени) позволяет обходиться без дополнительной геофизики. Оптимизация режимов бурения за счет применения комплексного подхода к выбору компоновок ВЗД – Доло – Телесистема, а также наземного оборудования кратно повышает механическую скорость бурения, соответственно и коммерческую скорость. При бурении скважин применяем раствор на углеводородной основе, – говорит **Сергей Худов, заместитель директора по строительству скважин и супервайзингу НФ АО «ССК»**.

ФАКТЫ

85%

горизонтальных скважин – это скважины с горизонтальными участками до 1000 метров

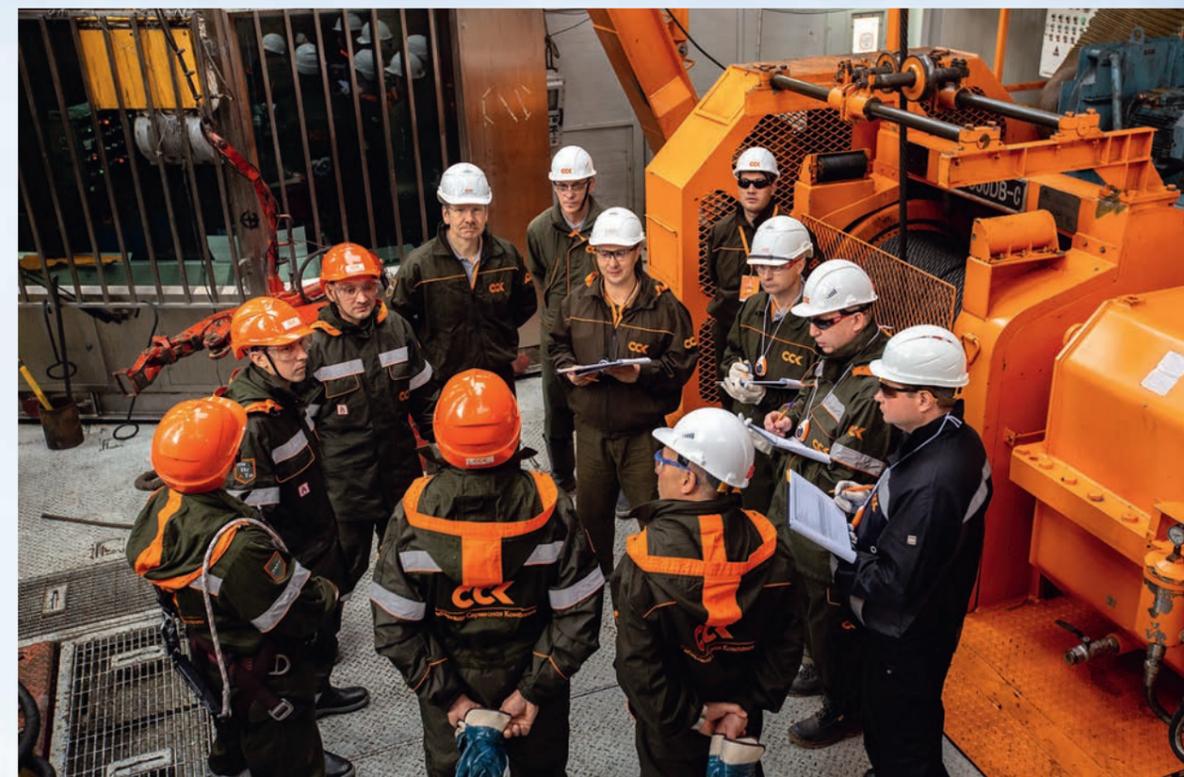
его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны клиентам. Основополагающими принципами в работе всегда были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.

– В 2017 году были закуплены установки по сжиганию отходов «Форсаж-1» для термического обезвреживания следующих видов отходов на отдалённых производственных объектах: промасленная ветошь, отработанные фильтры, картон и бумажные изделия, нефтесодержащие отходы.

Внедрён в работу план природоохранных мероприятий НФ АО «ССК», включающий в себя меры по минимизации образования отходов производства и потребления, разливов химических веществ, сброса сточных вод, а также по рациональному использованию водных ресурсов.

Разработан перечень «ТОП-15 основных нарушений экологической безопасности, требующих остановки работ». На производственных объектах осуществляется отдельный сбор отходов. Закуплены и установлены контейнеры для сбора отработанных батареек и аккумуляторных батарей, – отвечает **Фаиль Бердин, заместитель директора по монтажу, ремонту и обслуживанию оборудования**.

– Важнейшим условием работы сегодня является охрана труда и соблюдение правил промышленной и экологической безопасности. Это наивысшие



цели для нас. Коллектив Нефтеюганского филиала – это более 25 бригад бурения. Наш полевой персонал постоянно развивается. Бригады в постоянном режиме участвуют в производственном соревновании, на основе которого составляется рейтинг, лучшим присуждаются премии. Ежегодно проводится конкурс «Лучший по профессии» – очень престижное мероприятие, где происходит обмен опытом, выявляются лучшие из лучших. Профессия буровика интересная и сложная. Здесь переплетаются романтика и высокая ответственность, мастерство и любовь к делу. У нас много работников, которые избрали эту профессию делом своей жизни, они уверенно и гордо несут это знамя многие годы, – рассказывает **Салават Гизатуллин, директор Нефтеюганского филиала АО «ССК»**.

В работе с людьми главным является создание стабильного коллектива единомышленников, обладающего необходимой квалификацией и мотивацией к решению задач, поиску новых возможностей, команды, нацеленной на реализацию идей и высокоэффективный труд. Сибирская Сервисная Компания со дня своего основания

была и остается социально ответственным предприятием, заботящимся о своем персонале, планомерно занимающимся его развитием. Образовательные программы для молодых специалистов, программы по развитию кадрового резерва, профессиональные конкурсы позволяют постоянно повышать квалификацию всего коллектива.

Уважение, справедливость, социальное партнерство, передача норм и традиций, развитие достижений – это ценности, на которых ССК строит своё будущее. ●

KEYWORDS: *Siberian Service Company, oil service, well construction, drilling, environmental measures.*

Сибирская Сервисная Компания предоставляет широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения

– Нашими основными заказчиками являются нефтяные компании ПАО «Газпром нефть», ПАО «Роснефть», ПАО НК «РуссНефть», Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». В этом году НФ АО «ССК» вышел в новые регионы работ, это месторождения заказчиков АО «Самотлорнефтегаз», АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», – комментирует **Салават Гизатуллин, директор Нефтеюганского филиала АО «ССК»**.

Одна из главных задач Сибирской Сервисной Компании – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Внедрять современные методы управления бизнесом, стремиться к повышению



ООО «АКРОС» - международная компания, предоставляющая высокотехнологичные сервисные услуги для нефтегазовой промышленности в области бурения, добычи и экологических решений.

Компания располагает собственным Центром исследований буровых растворов и постоянно совершенствует существующий портфель технологий, проводит оптимизацию и повышение эффективности продуктовых линеек, а также ищет новые технологические решения и внедряет лучшие практики рынка. Важным приоритетом компании является поддержание отечественного производства и развитие высокотехнологического российского нефтесервиса.

Рост производственных показателей «АКРОС» базируется на высоких этических стандартах ведения бизнеса и ценностях компании, использовании наиболее

эффективных и безопасных технологий, высочайшем качестве исполнения работ и привлечении талантливых сотрудников.

Благодаря усилиям и ответственному труду каждого сотрудника компания «АКРОС» четыре года подряд, 2015-2018 гг., была признана Лучшей нефтесервисной компанией в группе «Сопровождение буровых растворов» по оценке крупнейших нефтегазовых компаний России.

Нефтесервисная компания «АКРОС» осуществляет поддержку социальных

проектов, в том числе является генеральным спонсором проектов «Ежегодная детская парусная регата «Кубок Фёдора Конюхова» и «Кругосветный переход на весельной лодке «АКРОС» путешественника Фёдора Конюхова.

9 мая 2019 года российский мореплаватель успешно завершил первый этап кругосветного путешествия и стал первым человеком в истории, которому удалось совершить одиночный переход на вёсельной лодке через Южный океан от Новой Зеландии до пролива Дрейка.



РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ

- сервисное сопровождение буровых растворов
- решения для морского глубоководного бурения
- бурение с управляемым давлением



РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ

- жидкости заканчивания
- щадящее глушение
- ремонтно-изоляционные работы
- обработка призабойной зоны



ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

- оборудование очистки буровых растворов
- комплексное решение по закачке буровых отходов в пласты горных пород iCRIs®
- минимизация отходов бурения
- транспортировка отходов бурения



SMART-CASE

для повышения эффективности бурения горизонтальных скважин

ОДНИМ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВЫЗОВОВ СОВРЕМЕННОГО БУРЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ СНИЖЕНИЕ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПРИВОДЯЩЕЕ К СНИЖЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ. БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРАДИЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ В ДАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИВОДИТ К УВЕЛИЧЕНИЮ РИСКОВ ОСЛОЖНЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ВЗАИМОИСКЛЮЧАЮЩИМИ ТРЕБОВАНИЯМИ К СИСТЕМЕ БУРОВОГО РАСТВОРА. ДАННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ В ОБЩЕМ ВИДЕ СВОДЯТСЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОЙ КОЛЬМАТАЦИИ СТенок СКВАЖИНЫ И МИНИМИЗАЦИИ ВЕЛИЧИНЫ РЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ. ТРАДИЦИОННО ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОЛЬМАТАЦИИ ДОСТИГАЕТСЯ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ ФРАКЦИОНИРОВАННОГО КАРБОНАТА КАЛЬЦИЯ, ОДНАКО ЭТО В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ ПРИВОДИТ К УВЕЛИЧЕНИЮ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА, ВЕЛИЧИНЫ РЕПРЕССИИ И РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СВЯЗАННЫХ С ЭТИМ ОСЛОЖНЕНИЙ. КОМПАНИЕЙ «АКРОС» РАЗРАБОТАНО РЕШЕНИЕ – ТЕХНОЛОГИЯ SMART-CASE, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ МИНИМИЗАЦИЮ ВЫШЕОПИСАННЫХ РИСКОВ И ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В ЦЕЛОМ

ONE OF THE RELEVANT TECHNOLOGICAL CHALLENGES OF MODERN DRILLING IS THE REDUCTION OF RESERVOIR ENERGY OF RIPE FIELDS, LEADING TO A DECREASE IN THE ANOMALOUS RESERVOIR PRESSURE. DRILLING OF HORIZONTAL SECTIONS IN THE RESERVOIR USING TRADITIONAL SOLUTIONS IN THE FIELD OF DRILLING FLUIDS IN THESE TECHNICAL CONDITIONS LEADS TO AN INCREASE IN THE RISK OF COMPLICATIONS ASSOCIATED WITH MUTUALLY EXCLUSIVE REQUIREMENTS FOR THE DRILLING MUD SYSTEM. THESE REQUIREMENTS IN GENERAL ARE REDUCED TO ENSURING EFFECTIVE COLMATATION OF THE WALLS OF THE WELL AND MINIMIZING THE AMOUNT OF REPRESSION ON THE RESERVOIR. TRADITIONALLY, AN INCREASE IN THE EFFICIENCY OF COLMATATION IS ACHIEVED BY INCREASING THE CONTENT OF FRACTIONATED CALCIUM CARBONATE IN THE DRILLING FLUID, BUT THIS, FOR IT'S PART, LEADS TO AN INCREASE IN THE DENSITY OF THE DRILLING FLUID, THE MAGNITUDE OF REPRESSION AND THE RISKS OF ASSOCIATED COMPLICATIONS. ACROS HAS DEVELOPED A SOLUTION – SMART-CASE TECHNOLOGY THAT MINIMIZES THE RISKS DESCRIBED ABOVE AND IMPROVES THE QUALITY OF WELL CONSTRUCTION IN GENERAL

Ключевые слова: снижение пластовой энергии, бурение горизонтальных скважин, буровой раствор, минимизация рисков, повышение эффективности кольматации.

Попов Сергей Викторович, менеджер инновационной деятельности, ООО «АКРОС»

Ерофеев Александр Евгеньевич, главный специалист отдела инжиниринга бурения скважин, АО «Самотлорнефтегаз»

SMART-CASE представляет собой термопластичный нефтерастворимый кольматант низкой плотности, применяемый для решения следующих технических задач:

- ввод кольматанта в буровой раствор без увеличения его плотности;
- эффективная кольматация стенок скважины за счет

изменения агрегатного состояния продукта – повышения пластичности с ростом забойной температуры;

- значительное снижение фильтрации в забойных условиях;
- повышение стабильности открытого ствола скважины за счет эффекта микрокольматации;

УДК 622.24

ТАБЛИЦА 1

КОМПОНЕНТ	ЕД. ИЗМ	2	3
КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА	г/л	1,0	1,0
MEX-GUM S	г/л	5	5
ХЛОРИД КАЛИЯ	г/л	40	40
MEX-SBT	г/л	18	18
MEX-CARB FINE	г/л	0	0
MEX-CARB COARSE	г/л	60	60
SMART-CASE	г/л	0	50
ПАРАМЕТРЫ	ЕД. ИЗМ	2	3
Температура замера	°С	65	80
Фильтрация НРПТ	мл	14	7



- повышение качества первичного вскрытия продуктивного пласта, снижение рисков безвозвратной кольматации коллектора, оптимизация вывода скважины на режим за счет полного растворения кольматанта любым углеводородным флюидом.

производилась путем измерения фильтрации НРПТ на керамических дисках при температуре 65 °С и 80 °С.

При замере использовались буровые растворы рецептуры 2 и 3 (таблица 1), не подверженные предварительному термостатированию. Результат испытаний представлен в таблице 1.

По результатам исследований добавление реагента SMART-CASE в буровой раствор приводит к более чем двукратному снижению фильтрации в забойных условиях.

В ходе подготовки к промышленным испытаниям реагента также проведены исследования по оказанию влияния реагента на коэффициент трения бурового раствора, оценка рисков налипания реагента на элементы КНБК, протестированы модификации

реагента гранулометрических размеров от 5 до 200 мкм с температурой размягчения от 60 до 100 °С.

По результатам лабораторных исследований технологическим отделом АО «Самотлорнефтегаз» принято решение о проведении полевых испытаний.

Основанием для проведения испытаний послужило потенциальное увеличение рисков осложнений при бурении горизонтальных скважин в ряде объектов Самотлорского месторождения в зонах АНПД, обусловленных снижением пластовой энергии.

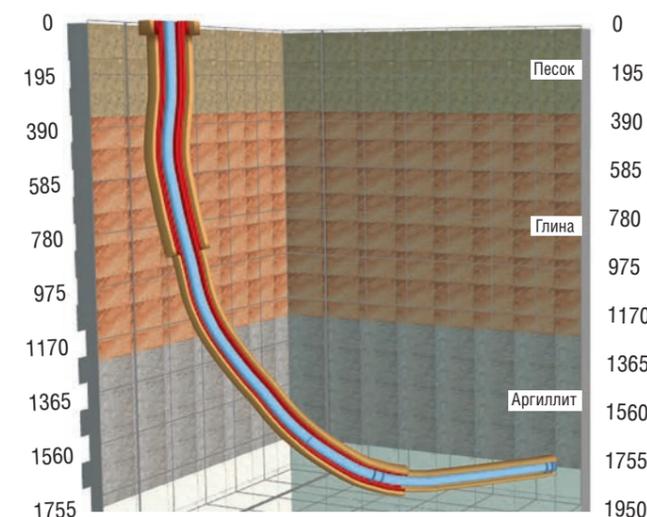
Бурение горизонтального участка произведено с применением реагента SMART-CASE без использования дополнительных модификаторов трения (смазывающих добавок).

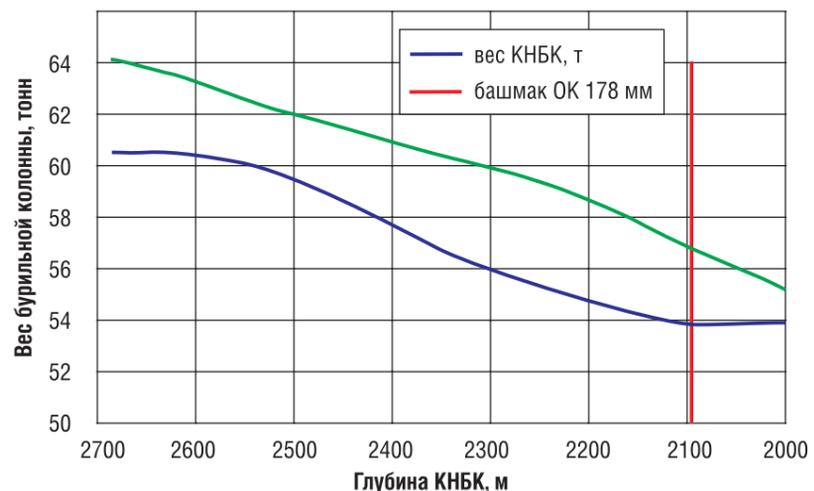
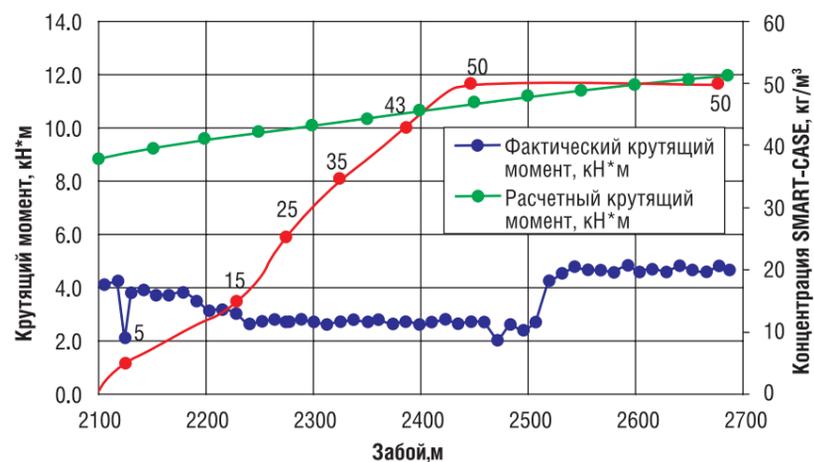
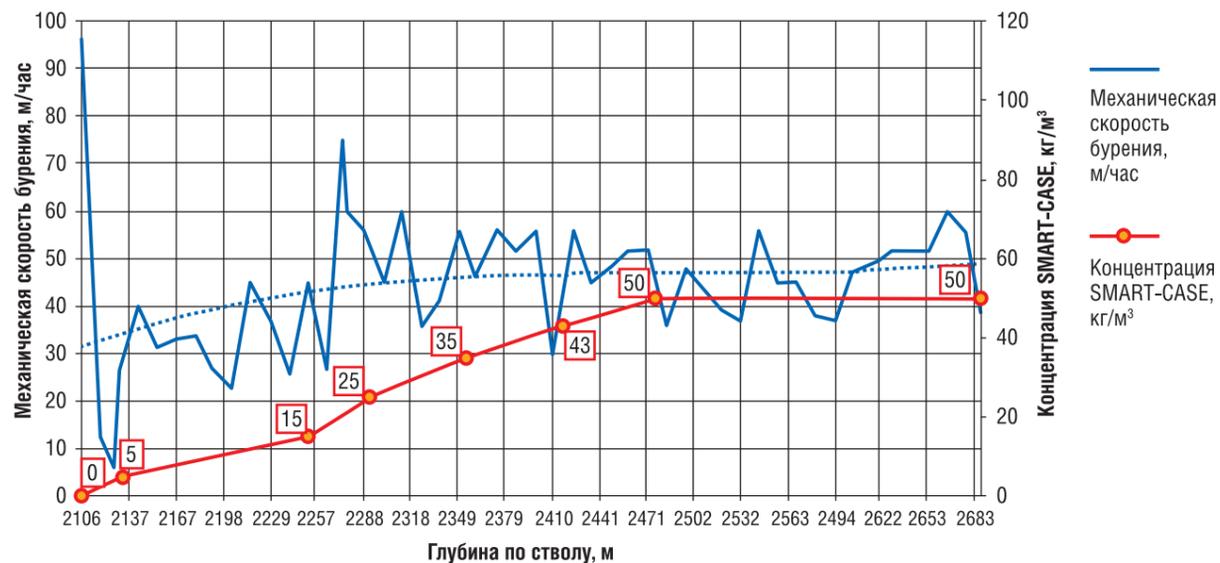
Лабораторные исследования

1. Оценка скорости растворения реагента.
- В воде SMART-CASE не растворяется, при нагревании проявляет термопластичные свойства – размягчается, при снижении температуры окружающей среды принимает первоначальное твердое агрегатное состояние. Температура начала изменения агрегатного состояния – 70 °С.
- Время полного растворения в дизельном топливе без нагревания составило 82 мин, при температуре 80 °С – 5 мин.
2. Оценка кольматирующей способности реагента

ТАБЛИЦА 2

Месторождение	Самотлорское
Тип скважины по профилю	Горизонтальная
Номинальный диаметр открытого ствола, мм	155,6
Проектный пласт	АВ1(1-2)
Фактический забой, ствол/верт., м	2687,0/1743,62
Пробуренный интервал, м	590





осложнений и аварий, в ходе испытаний подтверждены эксплуатационные характеристики реагента SMART-CASE.

Заключение

Технология SMART-CASE разработана для эффективной проводки горизонтальных участков в условиях АНПД. Заложенный принцип действия основан на использовании характеристик продукта – низкий удельный вес, позволяющий производить ввод любой концентрации кольматанта без увеличения плотности бурового раствора; термопластичность – переход из твердого в пластичное состояние в забойных условиях.

Дальнейшее развитие применения данной технологии предусматривает проведение фильтрационных исследований для оценки восстановления проницаемости коллектора и эффективности растворения фильтрационной корки пластовым углеводородным флюидом. Использование данных свойств потенциально обеспечит отказ от кислотных обработок призабойной зоны и приведет к повышению качества первичного вскрытия продуктивных коллекторов. ●

KEYWORDS: the decline of reservoir energy, horizontal drilling, drilling fluids, minimizing risks, improving the efficiency of mudding.

В ходе испытаний достигнуты следующие показатели:

1. Увеличение механической скорости проходки при увеличении концентрации SMART-CASE.

2. Снижение нагрузок на буровую колонну – значительное снижение крутящего момента и веса буровой колонны при подъеме.
3. Проводка горизонтального участка осуществлена без



Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



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)

ФРАНЦУЗСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РОССИЙСКОГО ТЭК

ДЛЯ УСПЕШНОГО ПРОДВИЖЕНИЯ ПРОДУКЦИИ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ФРАНЦУЗСКАЯ КОМПАНИЯ DELTAFLUID ЛОКАЛИЗОВАЛА СОВМЕСТНО С РОССИЙСКИМ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЕМ ООО «ЭЛМЕТРО-ИНЖИНИРИНГ» ПРОИЗВОДСТВО СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА В Г. ЧЕЛЯБИНСКЕ

FOR A SUCCESSFUL PROMOTION OF FOREIGN PRODUCTS ON THE RUSSIAN MARKET IN CONDITIONS OF IMPORT SUBSTITUTION, THE FRENCH COMPANY DELTAFLUID TOGETHER WITH A LOCAL MANUFACTURER ELMETRO-ENGINEERING, LOCALIZED THE PRODUCTION OF RESTRICTION ORIFICES FOR FLOW MEASUREMENT IN CHELYABINSK

Ключевые слова: сужающие устройства, измерение расхода газа, пара, жидкости, труба Вентури, ограничительные диафрагмы, трубка Пито, оборудование из Франции.

Жестков Александр Владимирович,
директор
ООО «ЭлМетро-Инжиниринг»

История компании Deltafluid начинается в 1977 году в качестве основного поставщика оборудования для компании TOTAL на месторождении природного газа в г. Лак во Франции. За прошедшие сорок лет присутствия на рынке компания наработала огромный опыт в производстве сужающих устройств (СУ) для измерения расхода жидкости, пара и газа по методу перепада давления.

Deltafluid в России

Выход компании Deltafluid на российский рынок связан с успешным сотрудничеством с международными инжиниринговыми компаниями, такими как Air Liquide, Prosernat, Technip, задействованными на решение задач в топливно-энергетическом комплексе России.

Учитывая тенденцию и требования российского рынка по импортозамещению, 3 октября 2017 года было подписано стратегическое соглашение с компанией ООО «ЭлМетро-Инжиниринг» по локализации

продукции компании Deltafluid в г. Челябинске. Компания ООО «ЭлМетро-Инжиниринг» является ведущим российским производителем наукоемких приборов измерения расхода – кориолисовых и ультразвуковых, что позволило успешно реализовать проект по локализации французской продукции в России.

Таким образом, предприятия российского нефтегазового сектора получают качественный продукт, собранный в России по документации, разработанной во Франции. Данное решение позволяет существенно снизить расходы на логистику, упростить закупочную процедуру, а также проводить постпродажное техническое обслуживание.

Качество под контролем

Производственный парк оборудования компании Deltafluid включает около 30 современных станков для механической обработки металлов, включая токарные, фрезерные, а также сверлильные станки, некоторые из них имеют числовое программное управление.

Производственный потенциал компании может обеспечить изготовление сужающих устройств с диаметрами от 12 до 2400 мм и длиной до 5000 мм.

Сварка осуществляется по стандартам CODAP, ASME, RCCM, TIG, MIG, ARC.

Вся продукция компании Deltafluid проходит строгий контроль в соответствии со стандартами ISO 5167:2003 и ГОСТ 8.586-2005 и включает в себя: цветную дефектоскопию, радиографический контроль, спектроскопию, ультразвуковую дефектоскопию, контроль размеров, гидростатические испытания.

Одной из особенностей компании Deltafluid является наличие собственного инжинирингового центра на производственной площадке, что позволяет оперативно разрабатывать конструкторскую документацию, а также проводить гидродинамическое 3D-моделирование потоков среды в СУ с использованием САПР, таких как SolidWorks Flow Simulation, Conval, в которых производятся все необходимые расчеты для соответствия требованиям ГОСТ 8.586-2005.

От Вентури до Пито: возрождение классического метода

Компания Deltafluid производит широкий ряд расходомерных устройств по методу перепада давления, таких как трубы Вентури,

измерительные диафрагмы, сопла: ISA 1932, эллипсное; специальные расходомерные устройства с коническим обтекателем, а также трубки Пито.

В стандартном исполнении СУ изготавливаются из различных марок нержавеющей стали. По требованию заказчика также могут быть применены специальные сплавы и материалы, такие как никель-хромовые сплавы (сплав Инконель), сплавы на основе титана, аустенитно-ферритные нержавеющие стали (Дуплекс, Супердуплекс), медные сплавы, а также полимеры и керамика.



Компактный расходомер

Лидером продаж продукции Deltafluid в России является труба Вентури. Данное решение имеет ряд преимуществ по сравнению с другими СУ, а именно гарантирует небольшие постоянные потери полного давления, при этом труба Вентури может применяться для загрязненных сред, в том числе с абразивными частицами.

Технологическим решением компании Deltafluid для труб Вентури, функционирующих в условиях сред с повышенным



Труба Вентури

Сопло

содержанием сероводорода, является применение покрытия внутренней поверхности трубы сплавом Инконель 625 для повышения коррозионной стойкости изделия. Применяя данную технологию, значительно снижается себестоимость изделия при его изготовлении, так как покрывается внутренняя поверхность трубы Вентури.

В линейке продукции Deltafluid также представлены расходомерные устройства специального исполнения. К ним относятся компактные расходомеры, выполненные в едином блоке, включающем СУ, отводы давления и вентильный блок. При этом в качестве СУ может применяться стабилизирующая диафрагма. Данное решение позволяет сократить длины необходимых прямолинейных участков измерительного трубопровода до значений длин 2D (диаметр) до СУ и 2D после СУ. Компактная конструкция расходомерного устройства облегчает установку, устраняет риск утечек в связи с отсутствием разъемных соединений, а также не нуждается в техническом обслуживании, связанном с заменой уплотнительных элементов.

Ключевыми особенностями конструкции трубок Пито компании Deltafluid являются: отводы давления размещены в единой трубке с отверстиями, позволяющими усреднить давление поперечном сечении; измерительная часть трубки имеет профиль, позволяющий

снизить влияние данного устройства на параметры потока измеряемой среды, чтобы гарантировать погрешность измерения расхода в пределах одного процента.

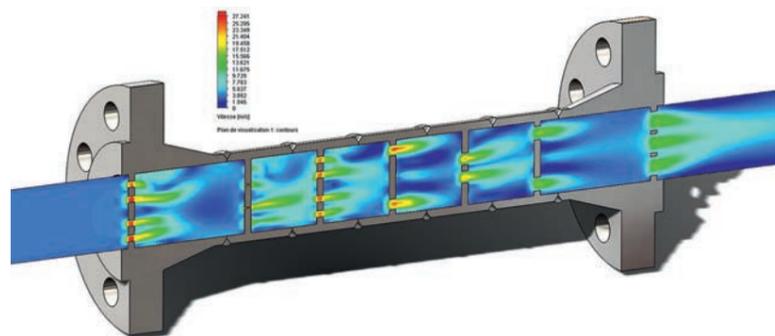


Трубка Пито

Таким образом, сотрудничество французской и российской компаний дает рынку уникальные приборы для измерения и ограничения расхода. Разработанная компанией Deltafluid продукция является конкурентоспособной в плане инжиниринга и с точки зрения технологического подхода в осуществлении проектных идей. Специалисты ООО «ЭлМетро-Инжиниринг», эксклюзивного партнера в России, не только гарантируют, благодаря локализации, успешную поставку оборудования для топливно-энергетического комплекса России, но и обеспечат его эффективное обслуживание на всех этапах жизненного цикла.

УДК 004

Фото с симуляцией потоков среды с изображением полей скоростей среды на примере 3D-модели многоступенчатой конструкции ограничительных диафрагм



Новинка для российского рынка

Эксклюзивным продуктом компании Deltafluid является многоступенчатая конструкция ограничительных диафрагм, выполненная в едином блоке. Это устройство предназначено для редукиции давления и ограничения потока газов и жидкостей в условиях больших перепадов давления на устройстве. В случае применения для потоков жидкости устройство позволяет избежать явления кавитации при редукиции давления в условиях больших перепадов давления. Если же применяется газ, устройство позволяет снизить аэродинамический шум при редукиции давления до уровней менее 85 дБ, тем самым снизить вибрационную нагрузку на магистраль трубопровода и, соответственно, риски возникновения коррозии из-за наличия микротрещин на поверхности трубопроводов, возникающих при продолжительных вибрациях.

Ограничительные диафрагмы в едином блоке расположены ступенчато эквидистантно и имеют множественные отверстия разного

диаметра в каждой ступени, расположенные по сечению трубопровода в определенном порядке. В каждой секции данного устройства происходит ступенчатое изменение давления потока до требуемых уровней давления. При этом в каждой секции давление среды изменяется оптимальным образом, не приводя к явлению кавитации в секции при наличии жидкой фазы среды. Организованное расположение отверстий в каждой ступени позволяет максимально уменьшить взаимодействие между струями среды в двух последовательно расположенных секциях. Такое конструктивное решение позволяет обеспечить максимальное перемешивание потоков среды в каждом объеме секции, что позволяет оптимальным образом стабилизировать поток среды по поперечному сечению трубопровода, тем самым снизить гидравлические потери по трубопроводу для обеспечения максимально возможного коэффициента расхода.

Такой подход, реализованный в многоступенчатой конструкции ограничительных диафрагм, является уникальным для

российского рынка устройств, предназначенных для редукиции давления и ограничения потоков газов и жидкостей.

На данный момент многими российскими организациями ведутся НИОКР и ОКР по разработке подобных устройств, но сейчас они в основном представлены лишь патентами и не имеют окончательной промышленной реализации. К ним можно отнести устройства для гашения пульсаций давления на газовых магистралях при больших расходах газа.

В условиях потоков среды, где необходима редукиция давления с коэффициентом редукиции близким к постоянному значению, многоступенчатая конструкция ограничительных диафрагм позволяет избежать применения редукторов, имеющих подвижные части. При этом позволяет избежать трансзвуковых и звуковых потоков в областях, прилегающих к седлу редуктора, что исключает возникновение дополнительной вибрационной нагрузки на газовые магистрали.

Отметим, что этот продукт уже известен и российскому рынку: многоступенчатая конструкция ограничительных диафрагм была поставлена российским партнером ООО «ЭлМетро-Инжиниринг» в Антипинский НПЗ, а также в Ангарскую нефтехимическую компанию, входящую в холдинг ПАО «Роснефть» и получен положительный отзыв о продукции Deltafluid. ●

KEYWORDS: *restriction orifice, flow measurement for gas, vapor, liquids, Venturi tube, restriction plates, Pivot tube, equipment from France.*



Российская Энергетическая Неделя 2019

rusenergyweek.com



При поддержке



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

Международный форум

2-5 Октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»

Реклама 6+

ГЕОФИЗИКА С ПРИТОКОМ

Специализированное внутрискважинное оборудование для промывки, геофизических исследований с вызовом притока нефтегазовых скважин

ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ УХУДШЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ВСЕ ЧАЩЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ БУРЕНИЕ СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ С УГЛОМ НАКЛОНА СТВОЛА СКВАЖИНЫ БОЛЕЕ 75° НА ГЛУБИНЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА. ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (ГИС) ТАКИХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРУЗОНЕСУЩЕГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ НЕВОЗМОЖНО И ТРЕБУЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СПОСОБОВ ДОСТАВКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

DRILLING OF SUB-HORIZONTAL AND HORIZONTAL WELLS OF LARGE EXTENT WITH THE WELLBORE INCLINATION ANGLE OF MORE THAN 75° AT THE DEPTH OF THE PRODUCTIVE HORIZON OPENING IS BEING USED INCREASINGLY TO DEVELOP FIELDS IN DETERIORATING CONDITIONS RESOURCE BASE. CARRYING OUT GEOPHYSICAL STUDIES (GIS) OF SUCH WELLS USING A CARGO CARRYING GEOPHYSICAL CABLE IS IMPOSSIBLE AND REQUIRES THE USE OF ALTERNATIVE METHODS FOR THE DELIVERY OF GEOPHYSICAL INSTRUMENTS. WHAT SOLUTIONS DO MODERN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: жёсткий кабель, свинчиваемые трубы, гибкая насосно-компрессорная труба, геофизические исследования, разработка месторождений.



Серебренников Антон Валерьевич, первый заместитель генерального директора, главный инженер, РУП «Производственное объединение "Белоруснефть"», к.т.н.



Фролов Василий Викторович, первый заместитель директора, главный инженер БелНИПИнефть



Астафьев Александр Николаевич, заведующий отделом развития инновационных технологий, БелНИПИнефть



Звездкина Екатерина Марковна, инженер 1 категории, отдел развития инновационных технологий, БелНИПИнефть, к.т.н.



Ревяков Павел Валерьевич, инженер-технолог 1 категории, отдел развития инновационных технологий, БелНИПИнефть, м.т.н.

В последнее время вводятся в эксплуатацию горизонтальные скважины с протяжённостью горизонтального участка более 500 м, где наиболее эффективным способом доставки геофизических приборов в скважины является доставка приборов с помощью колтюбинговой установки. Однако в горизонтальных скважинах до или в процессе геофизических работ иногда требуется выполнить технологические операции: промывка НКТ и забоя (обеспечение дохождения приборов до интервала исследований); исследование скважины с вызовом притока (закачка азота).

Проанализировав все этапы работ в процессе ГИС и освоения скважин с применением колтюбингового оборудования, выявлено, что технологические работы и ГИС с применением **одной колтюбинговой установки** возможны в следующих вариантах:

- применение двух ГНКТ (с геофизическим кабелем и без кабеля);
- применение ГНКТ, оснащённой оптоволоконным кабелем.

Каждый из двух вариантов применим, но они имеют некоторые недостатки. Первый вариант требует организации поочерёдной работы на скважине двух узлов намотки ГНКТ.

УДК 550.3

РИС. 1. Комплект оборудования для оснащения ГНКТ геофизическим кабелем (кабельный инжектор), применяемый в РУП «Производственное объединение "Белоруснефть"»

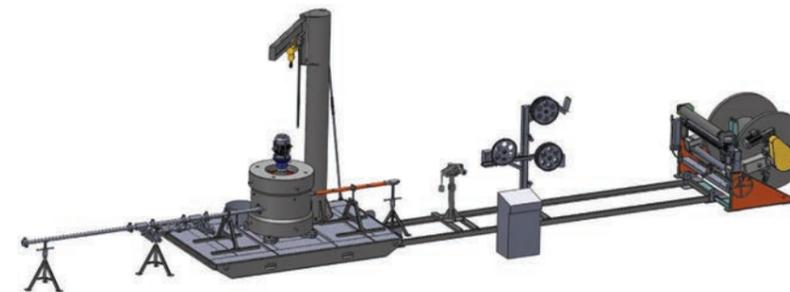
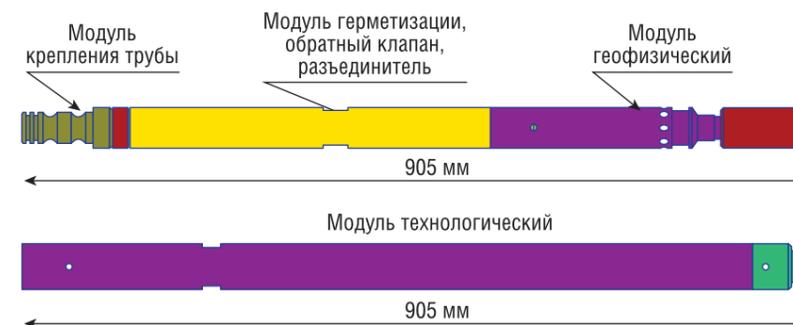


РИС. 2. Регистрирующая кабельная головка (РКГ-42 – разработка БелНИПИнефть)



Второй вариант требует наличия геофизических приборов, адаптированных для работы с оптоволоконным кабелем.

Поэтому было принято решение разработать внутрискважинное оборудование, которое позволит

проводить геофизические исследования со стандартными геофизическими приборами, а также выполнять промывку, вызов притока нефтегазовых скважин с регистрацией забойных параметров в режиме реального времени с применением одной ГНКТ, оснащённой геофизическим кабелем. Для достижения этой цели были предложены и в полном объёме выполнены работы:

- оснащение колтюбинговой трубы диаметром 38,1 мм геофизическим кабелем диаметром 5,5 мм с применением кабельного инжектора (рисунок 1);
- разработка и изготовление специализированной регистрирующей кабельной головки (РКГ-42, разработка БелНИПИнефть) для присоединения стандартных геофизических приборов, а также промывочных насадок (рисунок 2).

Технические характеристики РКГ-42 БелНИПИнефть приведены в таблице 1.

В состав РКГ-42 входят следующие модули (перечисление от свободного конца ГНКТ):

- модуль крепления трубы и кабеля обеспечивает присоединение РКГ-42 к ГНКТ, фиксацию геофизического кабеля;
- модуль герметизации обеспечивает герметизацию жил геофизического кабеля;
- аварийный разъединитель обеспечивает освобождение ГНКТ с кабелем в случае прихвата геофизических приборов;
- модуль геофизический обеспечивает присоединение геофизического прибора через разъём НКБ 1-36 и передачу по геофизическому кабелю забойных параметров, определяемых прибором;
- модуль технологический обеспечивает измерение и

ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики РКГ-42

Наименование параметров	Значение
Наружный диаметр	42 мм
Длина компоновки с модулем геофизическим	950 мм
Длина компоновки с модулем технологическим	1350 мм
Количество жил геофизического кабеля	1
Наружный диаметр геофизического кабеля	5,5 мм
Максимальная температура эксплуатации	120 °С
Максимальное давление эксплуатации	• МПа
Тип рабочей жидкости	тех. вода, нефть, пенные системы
Максимальный расход нагнетания жидкости	2,75 л/с
Расход нагнетания азота*	До 15 м³/мин

* параметр не ограничен и получен при скважинных испытаниях



РИС. 3. Испытания моделей РКГ-42 на скважинах РУП «Производственное объединение "Белоруснефть"»



передачу в режиме реального времени забойных параметров (забойное давление, забойная температура, локатор муфтовых соединений НКТ и эксплуатационных колон) с возможностью циркуляции жидкости, закачкой азота при прокачке через ГНКТ.

Передача параметров осуществляется по кабельному каналу связи и поступает на модуль наземный, обеспечивающий приём и регистрацию забойных параметров от модуля технологического, а также его электропитание через геофизический кабель. Также для контроля и обработки параметров используется программное обеспечение SkadScore (разработка БелНИПИнефть).

Оценивая применение РКГ-42 выявлены технологические преимущества разработанного специализированного внутрискважинного оборудования:

- При выполнении технологических операций ГИС применяется один узел намотки ГНКТ с геофизическим кабелем.
- Возможно выполнять вызов притока при ГИС с закачкой азота в ГНКТ.
- Проводится регистрация муфт лифтовой и эксплуатационной колонн скважины, т.е. получение подтверждения достижения забоя без привлечения геофизической партии.
- В процессе освоения скважин осуществляется контроль забойных параметров (глубина,

забойное давление, забойная температура) в режиме реального времени.

- Конструкция РКГ-42 обеспечивает целостность кабеля при аварийной ситуации.

В 2018–2019 годах были проведены наземные испытания, а также опытно-промышленные испытания РКГ-42 на трех скважинах РУП «Производственное объединение "Белоруснефть"». В процессе испытаний модулей РКГ-42 применялись разные технологические схемы работ: ГИС с закачкой азота через ГНКТ, ГИС с закачкой азота по большому затрубному пространству (расстояние между НКТ и эксплуатационной колонной), промывка парафиновой пробки с модулем технологическим РКГ-42 и последующее выполнение ГИС с модулем геофизическим РКГ-42 (рисунок 3).

В процессе скважинных испытаний применение РКГ-42 позволило:

1. Обеспечить промывку парафиновой пробки в скважине с записью параметров в режиме реального времени (забойное давление, забойная температура, глубина расположения муфтовых соединений НКТ при спуске и подъёме ГНКТ).
2. Провести компрессирование скважин с низким гидростатическим уровнем жидкости при контроле внутрискважинных параметров в режиме реального времени и закачкой азота в ГНКТ, оснащенной геофизическим кабелем.

3. Исключить дополнительные финансовые затраты:

- амортизация дополнительного оборудования (ГНКТ без кабеля и дополнительного узла намотки ГНКТ);
 - затраты на дополнительные работы бригады при смене узлов намотки ГНКТ, переключение гидравлической системы управления узлов намотки ГНКТ;
 - работа крана большой грузоподъёмности (более 60 тонн) для смены узлов намотки ГНКТ.
4. Выполнить привязку данных счётчика глубины колтюбинговой установки к муфтам колонны НКТ.
 5. Выполнить ГИС в двух скважинах с горизонтальным участком более 400 м.

По результатам испытаний подтверждена возможность выполнения технологических операций и геофизических исследований с применением ГНКТ диаметром 38,1 мм, оснащённой геофизическим кабелем диаметром 5,5 мм. Применение РКГ-42 позволило выполнить промысловые геофизические исследования на притоке на скважине с низким пластовым давлением, где невозможно было получить устойчивый приток другими методами вызова притока. ●

KEYWORDS: *hard cable, screwed pipe, flexible pump-compressor pipe, geophysical studies, field development.*

1-4 ОКТЯБРЯ 2019



IX ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ
МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРИ УЧАСТИИ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



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

КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ТОПЛИВНОГО ГАЗА для турбин Прегольской ТЭС



АВТОРЫ СТАТЬИ, НА ПРИМЕРЕ ПРЕГОЛЬСКОЙ ТЭС, ВВЕДЕННОЙ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ В МАРТЕ 2019 ГОДА, РАССМАТРИВАЮТ ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ГАЗОПОДГОТОВКИ НА БАЗЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК, ПРИМЕНЯЕМЫХ В АВТОМАТИЗИРОВАННОМ ПРОЦЕССЕ ОЧИСТКИ, ОСУШКИ, ПОДОГРЕВА, РЕДУЦИРОВАНИЯ, УЧЕТА, КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА, КОМПРИМИРОВАНИЯ И ПОДАЧИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА К ТУРБИНАМ ПАРОВАЗОВЫХ ЭНЕРГБЛОКОВ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE, AS EXEMPLIFIED BY PREGOLSKAYA TPP COMMISSIONED IN MARCH 2019, CONSIDER THE POSSIBILITIES OF INTEGRATED GAS TREATMENT BASED ON MULTIFUNCTIONAL TECHNOLOGICAL INSTALLATIONS USED IN THE AUTOMATED PROCESS OF CLEANING, DRYING, HEATING, REDUCING, METERING, QUALITY CONTROL, COMPRESSING AND SUPPLYING FUEL GAS TO TURBINES COMBINED-CYCLE POWER UNITS

Ключевые слова: газоподготовка, автоматизация, контроль качества, компримирование, топливный газ.



Э.С. Зимнухов,
руководитель Департамента
реализации проектов
ООО «ЭНЕРГАЗ»

Новая генерация

Переведем исторический счетчик времени на шесть лет назад. Тогда, после «блэкаута» 2013 года, по поручению президента России и в соответствии с распоряжениями правительства Российской Федерации было решено гарантировать необходимые энергетические мощности и надежно обезопасить энергосистему Калининградской области.

Для решения этой стратегической задачи создали ООО «Калининградская генерация». Инвестором проекта стало АО «Роснефтегаз» с объемом

инвестиций 100 млрд рублей. Операторами проекта выступили компании Группы «Интер РАО», которые будут эксплуатировать новые ТЭС.

По проекту требовалось до 2021 года воздвигнуть четыре электростанции суммарной установленной мощностью порядка 1 ГВт – в Гусеве (Маяковская ТЭС), Советске (Талаховская ТЭС), Калининграде (Прегольская ТЭС) и Светловском городском округе (Приморская ТЭС).

Уже в марте 2018 года при участии президента России В.В. Путина были пущены Маяковская и

Талаховская ТЭС, обе – по 156 МВт. Приморская ТЭС (195 МВт) планируется к вводу в третьем квартале 2020 года как резервный источник энергоснабжения региона. Она будет работать на угле, в отличие от других электростанций, использующих природный газ.

Добавим к этому, что строительство и поэтапный ввод новых станций сопровождался масштабной модернизацией газотранспортной системы и электросетевого хозяйства с применением технологии «умных сетей».

Все новые ТЭС в совокупности обеспечивают надежность и маневренность калининградской энергосистемы. Пуск же Прегольской ТЭС создал основной запас мощности для форсирования экономического развития области. Предполагается, что энергетический суверенитет региона полностью состоится с вводом резервной Приморской ТЭС.

Импортозамещение в действии

Прегольская теплоэлектростанция мощностью 455,2 МВт – это самый крупный объект новой калининградской генерации. Заказчик этого строительства ООО «Калининградская генерация» – совместное предприятие ПАО «Интер РАО» и АО «Роснефтегаз». Руководила строительством компания «Интер РАО – Управление электрогенерацией». Генеральный подрядчик – «Интер РАО – Инжиниринг».



ФОТО 1. Прегольская ТЭС – самый крупный объект новой калининградской генерации

Всё основное оборудование Прегольской ТЭС произведено отечественными предприятиями. Станция состоит из четырех паровых блоков мощностью по 113,8 МВт. Каждый энергоблок включает газовую турбину типа 6F.03 (ООО «Русские газовые турбины», г. Рыбинск, Ярославская область), генератор (НПО «Элсиб», г. Новосибирск), паровую турбину (ПАО «Силовые машины», г. Калуга), котёл-утилизатор (АО «Подольский машиностроительный завод», г. Подольск, Московская область).

На объекте применены сухие вентиляторные градирни. При строительстве также

использованы технологии и решения, снижающие допустимые уровни вредных выбросов в атмосферу.

Основным топливом для станции является природный газ, резервным – дизельное топливо. Паровые технологии подтверждают здесь свою высокую эффективность. Электрический КПД составляет 51,8%, удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии – 236,8 грамма условного топлива на 1 кВт·ч.

Комплексная газоподготовка

Снабжение топливом энергоблоков Прегольской ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», которая включает многоблочный пункт подготовки газа, газодожимную компрессорную станцию из четырех установок и модуль управления.

Система смонтирована на территории Калининградской ТЭЦ-2, с которой соседствует построенная электростанция. Всё оборудование поставилось с максимальной степенью заводской готовности (коэффициент готовности 0,98). Коэффициент технического использования составляет 0,92+, надежности пусков – 0,95+. Расчетный срок службы системы – не менее 25 лет.



ФОТО 2. Машинный зал новой электростанции



ФОТО 3. Сухая вентиляторная градирня

Пункт подготовки газа

Пункт подготовки газа (ППГ) изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Это технологическая установка, состоящая из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже состыкованы в единое здание с общей кровлей. Исключение составляют входной блок фильтрации и узел дренажа конденсата, которые имеют внешнее исполнение на открытой раме.

Входной блок состоит из трех линий с фильтрами грубой очистки газа. Степень очистки – 99,98% для загрязнений размером свыше 10 мкм. После предварительной фильтрации топливный газ поступает в систему тонкой очистки.

Трехлинейная система с коалесцирующими фильтрами-сепараторами осуществляет дополнительное удаление твердых частиц и отделение капельной влаги.

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит в автоматическом режиме. В силу климатических условий дренажный резервуар объемом 10 м³ имеет наземное исполнение. Узел дренажа оснащен электрообогревом, устройством контроля уровня жидкости и оборудованием для удаления конденсата в передвижную емкость.



ФОТО 4. Входной блок фильтрации и узел дренажа конденсата ППГ

Блок коммерческого учета газа ППГ позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, контроль за расходами и гидравлическими режимами систем газоснабжения, составление балансов приема и отпуска газа, контроль за эффективностью использования газа.

Пункт подготовки газа оснащен узлом контроля качества, основу которого составляет потоковый газовый хроматограф непрерывного действия (калориметр) с устройством отбора проб. Функционал этого оборудования: определение компонентного состава газа, измерение теплотворной способности, вычисление плотности и относительной плотности, вычисление числа Воббе.

После фильтрации и учета газ попадает в трехлинейный узел подогрева на базе кожухотрубных теплообменников с коаксиальными трубками. Номинальный расход газа через один подогреватель – 53 000 м³/ч. В качестве теплоносителя используется сетевая вода. Здесь газ нагревается до показателей, необходимых для нормальной работы турбин. Оптимальный диапазон температуры подачи газа, установленный



ФОТО 5. Технологические отсеки пункта подготовки газа «ЭНЕРГАЗ»

производителем газотурбинных установок (ГТУ), составляет +11...+40 °С (расширенный диапазон +11...+90 °С).

Проектное давление газа на входе в ППГ – до 4,14 МПа. Его понижение до рабочих параметров подачи в турбины (2,6...3,08 МПа, максимально допустимое – 3,45 МПа) обеспечивает система редуцирования. В ней предусмотрены три нитки редуцирования – две рабочие по 50% потока и одна резервная.

В конечном итоге, пункт подготовки газа подает топливный газ к блокам отключающей арматуры ГТУ с максимальной производительностью 106 000 м³/ч.

В периоды, когда давление газа, поступающего в ППГ, недостаточно для работы ГТУ (ниже 2,6 МПа), газ после фильтрации и учета, минуя узел подогрева и систему редуцирования, направляется в дожимную компрессорную станцию, где компримируется до необходимых параметров.

Дожимная компрессорная станция

ДКС от компании ЭНЕРГАЗ состоит из четырех модульных компрессорных установок (3 в работе, 1 в горячем резерве). КУ выполнены на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

Давление на линии нагнетания может быть обеспечено в диапазоне 2,6...3,45 МПа.

Единичная производительность КУ составляет 35 500 м³/ч. Расход газа контролируется в диапазоне от 0 до 100% от номинального. Для этого применена специальная двухуровневая система регулирования.

Первый уровень – управление золотниковым

клапаном компрессора – обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности в диапазоне 15–30...100%, а для контроля производительности в нижнем диапазоне он комбинируется с системой рециркуляции газа (второй уровень), которая позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженных турбин.

Данный метод управления производительностью КУ имеет ряд существенных преимуществ:

- система регулирования автоматически устанавливает загрузку в зависимости от давления газа в подводящем трубопроводе, что позволяет установкам работать в условиях, когда давление и расход газа на входе могут изменяться;
- при уменьшении производительности пропорционально уменьшается потребляемая мощность двигателя, обеспечивается понижение потребления электричества на собственные нужды КУ;
- процесс полностью автоматизирован и не требует участия оперативного персонала в регулировании работы оборудования.



ФОТО 6. Дожимная газоконпрессорная станция



ФОТО 7. Компрессорная установка №1 в составе ДКС топливного газа

С учетом жестких требований по чистоте топливного газа система фильтрации в установках усилена. Помимо газо-масляного фильтра-сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего фильтра 2-й ступени, в каждый блок-модуль встроены дополнительный (страховочный) фильтр тонкой очистки газа.

Содержание аэрозольных масел в газе на выходе из КУ составляет не более 0,5 ppm. Для контроля этого показателя на общем выходном коллекторе компрессорной станции установлен анализатор содержания паров масла.

В технологическую схему КУ интегрирован каскад последовательных газоохладителей и газонагревателей, что обеспечивает «отбой» конденсата и устойчивое поддержание проектной температуры топлива для турбин энергоблоков (до +90 °С).

Установки размещаются в собственных всепогодных укрытиях контейнерного типа, оснащенных системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение). Согласно требованиям по безопасности каждая КУ оборудована системами пожаробезопасности, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Модуль управления локальными САУ

Пункт подготовки газа и дожимные компрессорные установки полностью автоматизированы. Их САУ осуществляют подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима работы; контролируют технологические параметры; обеспечивают автоматическую защиту и сигнализацию; обрабатывают параметры рабочего процесса и



ФОТО 8. Модуль управления с локальными САУ

аварийных событий с выдачей информации по стандартному протоколу обмена.

Локальные САУ ППГ и ДКС размещены в общем модуле управления (в отдельном укрытии), который расположен на площадке газового хозяйства в непосредственной близости от ППГ. Модуль выполнен на базе современной микропроцессорной техники, с использованием передового программного обеспечения и коммутационного оборудования.

Основные компоненты САУ ППГ имеют резервирование, благодаря чему неисправность любого из них не приводит к останову пункта подготовки газа. Резервирование элементов САУ ДКС не выполнялось, так как надежность эксплуатации компрессорных установок гарантируется наличием резервной КУ.

При отсутствии внутристанционного электроснабжения собственные источники бесперебойного питания обеспечивают автономную работу программно-технического комплекса САУ ППГ не менее 1 часа, а САУ ДКС – не менее 0,5 часа.

Модуль интегрирован с верхним уровнем АСУ ТП и обеспечивает дистанционное управление оборудованием, контроль загазованности в помещениях,



ФОТО 9. Система комплексной газоподготовки и газоснабжения «ЭНЕРГАЗ»

вывод информации о состоянии элементов и узлов на панель оператора. Управление с БЩУ электростанции осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Приращение опыта

Шеф-инженерные работы по вводу в эксплуатацию системы газоподготовки и газоснабжения Прегольской ТЭС выполнили специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ» (входит в группу компаний ЭНЕРГАЗ).

Данный проект стал еще одним примером творческого соединения многолетнего опыта Группы ЭНЕРГАЗ с новаторскими техническими решениями. Это значимый этап в работе проектировщиков и инженеров ЭНЕРГАЗа по повышению эффективности и надежности технологического оборудования газоподготовки и газоснабжения для крупных электростанций, объектов малой энергетики, автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий, объектов сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентров собственных нужд месторождений, объектов специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и технические учебные центры).

С каждым реализованным проектом ЭНЕРГАЗ наращивает организационную практику и оттачивает инженерный профессионализм. Сегодня в нашем активе насчитывается 149 проектов на территории

36 регионов России и стран СНГ. Начиная с 2007 года введено или готовятся к пуску 290 технологических установок.

Эти агрегаты различного назначения, исполнения и модификации объединены в комплексы оборудования «ЭНЕРГАЗ» следующих типов:

- многофункциональная система газоподготовки и газоснабжения;
- система комплексной подготовки попутного газа;
- дожимная компрессорная станция топливного газа;
- компрессорная станция для перекачивания попутного газа;
- многоблочная (многомодульная) установка подготовки топливного газа.

Заключение

Калининградская область получила энергетические основания для достижения опережающих темпов социально-экономического развития. В регионе созданы условия для энергоснабжения в изолированном режиме. Задача энергобезопасности области решена.

На этом фоне примечательна позиция прибалтийских стран, которые анонсировали свой выход из постсоветской единой энергетической системы БРЭЛЛ до 2025 года, что непосредственно грозило Калининградской области, так как превращало ее в «энергетический остров».

Так вот, после ввода новых калининградских мощностей, в той же Литве забеспокоились, что Россия сама может досрочно выйти из БРЭЛЛ ранее 2025 года, а это чревато возможным энергетическим дефицитом и даже «блэкаутом» уже для всей Прибалтики. Там также заговорили о стремительном росте генерации Калининградской области якобы «для шантажа», чтобы «выставить Литве счёт» за пребывание в БРЭЛЛ, пользуясь тем, что она не готова к синхронизации с европейскими сетями.

Останется ли Россия в БРЭЛЛ до 2025 года, пока Прибалтика только готовится покинуть существующее энергокольцо? В ответ ТАСС процитировал вице-преьера российского правительства Дмитрия Козака: «У нас есть готовность работать, в том числе до 2025 года, но на других условиях».

KEYWORDS: *gas treatment, automation, quality control, compression, fuel gas.*



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

ЗАЩИЩЕННЫЕ НОУТБУКИ И ПЛАНШЕТЫ GETAC:

работают там, где другие отдыхают

ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ОТНОСЯТСЯ К ОБЪЕКТАМ ПОВЫШЕННОЙ СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ, ПОЭТОМУ НА ВСЕХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЭТАПАХ, НАЧИНАЯ ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРОМЫСЛЕ И ЗАКАНЧИВАЯ ИХ ПЕРЕРАБОТКОЙ НА ЗАВОДАХ, ВОПРОСАМ БЕЗОПАСНОСТИ УДЕЛЯЕТСЯ ПЕРВОСТЕПЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ. КОМПАНИЯ GETAC – ОДИН ИЗ ВЕДУЩИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЗАЩИЩЕННЫХ ПЛАНШЕТОВ И НОУТБУКОВ – ПРЕДЛАГАЕТ СВЕРХЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РАЗРАБОТАННОЕ СПЕЦИАЛЬНО ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК. О ТОМ, ПОЧЕМУ ВСЕ БОЛЬШЕ КОМПАНИЙ ВЫБИРАЕТ ПРОДУКЦИЮ GETAC РАССКАЗЫВАЕТ РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ БИЗНЕСА GETAC В РОССИИ АЛЕКСАНДР ВИКТОРОВИЧ КУЗНЕЦОВ

THE ENTERPRISES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY ARE OBJECTS OF INCREASED LEVEL OF DANGER; THEREFORE, AT ALL PRODUCTION STAGES, STARTING FROM THE EXTRACTION ACTIVITIES OF HYDROCARBONS IN THE OIL FACILITY AND ENDING WITH THEIR PROCESSING AT FACTORIES, SAFETY IS OF HIGH PRIORITY. GETAC COMPANY - ONE OF THE LEADING MANUFACTURERS OF SECURE TABLETS AND LAPTOPS, OFFERS ULTRA-PROTECTED EQUIPMENT DESIGNED SPECIFICALLY FOR THE ENTERPRISES OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX. ALEXANDER VIKTOROVICH KUZNETSO, HEAD OF GETAC BUSINESS DEVELOPMENT IN RUSSIA, TELLS WHY MORE AND MORE COMPANIES ARE CHOOSING GETAC PRODUCTS

Ключевые слова: взрывозащищенные планшеты, контроль качества, безопасность на производстве, нефтегазовый сектор, планшет-трансформер.

Кузнецов Александр Викторович, руководитель направления по развитию бизнеса Getac в России

– Недавно Getac запустил сайт, посвященный нефтегазовой отрасли. Для чего он создавался? Какие планы у компании по развитию нефтегазового направления бизнеса на ближайшее будущее?

– Getac всегда старается понять, с какими проблемами сталкиваются или могут столкнуться наши клиенты в различных отраслях, и предложить наиболее подходящие решения для каждого клиента. Нефтегазовая отрасль – это одно из наших приоритетных

направлений на сегодняшний день. Именно поэтому мы запустили специальный сайт по тематике нефти и газа, который является платформой, созданной для общения с нашими клиентами, получения от них обратной связи о проблемах, опыте эксплуатации, а также где мы, как производитель, можем поделиться нашим опытом в этой сфере, информацией об уже реализованных проектах, новых технологиях и наших новых продуктах.

Нашей компании действительно есть что предложить для сотрудников нефтегазовой отрасли – это целая серия защищенных решений, сертифицированных для работы во взрывоопасных средах по стандартам ATEX, IECEx и EAC TP TC 012/2011: ZX70-Ex – 7-дюймовый планшет Android;

F110-Ex – 11,6" планшет с Windows 10,1 – сертифицированы для использования в зоне ATEX & IECEx 2/22. Планшет EX80 – 8" экран, Windows 10 – сертифицирован для зоны ATEX & IECEx 0/20 и является в своём уникальном продуктом, т.к. в мире практически нет аналогичных защищенных решений с таким уровнем взрывобезопасности. В нашей линейке также представлены ещё два планшета – T800-Ex (8", Win 10) и K120-Ex (12,5", Win 10), которые имеют сертификацию ATEX & IECEx для Зоны 2/22, но не имеют российского сертификата EAC TP TC 012/2011. В настоящий момент мы изучаем возможный спрос и, если клиентам данные модели будут интересны, обязательно вернёмся к теме их сертификации для России.

В целом же Getac активно разрабатывает новые и

обновляет старые модели взрывобезопасных устройств, в том числе и для нефтегазовой отрасли. В России Getac активно участвует в различных отраслевых мероприятиях и выставках, сотрудничает с отраслевыми изданиями. Основная наша задача – внести свой вклад в скорейший переход российских нефтегазовых компаний на рельсы цифровой экономики и цифровизации их деятельности путём предоставления им новейших защищённых и надёжных решений – планшетов и ноутбуков Getac.

– Какие модели Getac пользуются на рынке наибольшим спросом? Какие модели Getac предпочитают специалисты нефтегазовики? Чем это обусловлено?

– Если брать российский рынок, то можно выделить защищённый 15,6" ноутбук X500, который пользуется популярностью у военных из-за его уникальных характеристик, а также S410 – 14" полужащённый ноутбук, который также популярен у военных из-за совокупности массогабаритных характеристик, достаточной защищённости и вычислительной мощности. Из планшетов больше всего любят F110 – 11,6" планшет – лёгкий, прочный, мощный, гибко конфигурируемый и за адекватную стоимость. Если вы посмотрите на наши веб-сайты для различных отраслей, вы увидите, что мы рекомендуем использовать разные компьютеры для различных сценариев, но при этом мы ни в коем случае не ограничиваем выбор пользователей. Выбирать модель необходимо исходя из задач и удобства пользования для каждого конкретного случая.

Для нефтегазового сектора подходят планшеты Getac, сертифицированные по EAC TP TC 012/2011 (ATEX и IECEx). Это три модели – ZX70-Ex (7", Android) и F110-Ex (11,6", Windows) для Зоны 2, и EX80 (8", Windows) для Зоны 0. Они обеспечивают сотрудников в полях полноценным доступом к информационной системе компании, позволяют оставаться всегда на связи и передавать и принимать данные в режиме онлайн.

Хотя, если нет необходимости идти с устройством во взрывоопасную зону, но при этом сохраняются

сложные условия эксплуатации, можно смело использовать любой ноутбук или планшет из нашего модельного ряда. Главное помнить, что с ними нельзя заходить в опасные зоны.

– Какое основное назначение защищенных ноутбуков? Что защищенные устройства могут выдержать и для чего были сделаны? Где сейчас применяются?

– Как известно, в этом году Getac отмечает свое 30-летие. Изначально наша продукция была ориентирована только на военных, которые предъявляют высокие требования к надёжности и защищённости оборудования. Их основное назначение – обеспечение выполнения поставленных задач в любых условиях окружающей среды, будь то жара, мороз, дождь, грязь, вибрации и прочее. В таких условиях защищённые ноутбуки или планшеты должны работать без сбоев и поломок.

Со временем мы поняли, что компьютеры военного уровня могут использоваться во многих гражданских отраслях. Общественная безопасность, автомобильная промышленность, производство, природные ресурсы, добыча полезных ископаемых, нефть и газ, транспорт и логистика, коммунальные услуги и многие другие – везде есть место суровым условиям работы, в которых пасуют обычные устройства и требуются специально разработанные решения. В настоящий момент компанией Getac реализовано много проектов по миру в различных отраслях: автомобильной (VW, BMW, Renault, Volvo), геодезия (Leica), авиационная (Словацкие авиалинии), Ж/Д (Литовские ж/д), нефтегазовая (Транснефтьэнерго, KCA Detug, Halliburton).

– Недавно ваша компания выпустила очень интересную новинку – планшет-трансформер UX10. Каким образом в столь сложном модульном устройстве удалось добиться настолько выдающихся показателей надёжности и защищённости?

– Getac всегда использует свой многолетний опыт и знания для создания наших новейших решений. Новый 10,1" планшет UX10, выпущенный в июне этого

года, а также 12,5" планшет K120, выпущенный в сентябре 2018 года, представляют наш новый подход к надёжным решениям. Мы объединяем полностью защищённый планшет с присоединяемой полноразмерной клавиатурой с подсветкой, чтобы в итоге предоставить вам возможность использовать как планшет, так и ноутбук, но всё это в одном устройстве.



Особый дизайн, продуманность компоновочных решений, ориентир на военный стандарт MIL-STD-810G и IP65 и надёжные компоненты обеспечивают планшету способность работать в диапазоне температур от -29 до +63 °С, защиту от падения с высоты до 1,8 м, работу в дождь и под ярким солнцем, в пустыне и в тропиках. Он оснащён четырёхъядерным процессором Intel 8-го поколения, 8 ГБ ОЗУ и 256 ГБ SSD для исключительной вычислительной мощности, а опции подключения, включая Bluetooth, Wi-Fi и 4G LTE со встроенным GPS, позволяют работникам оставаться на связи даже в самых удалённых местах.



УДК 004

– Каким образом Getac удается поддерживать столь высокое качество продукции?

– У каждого продукта Getac есть жизненный цикл, состоящий из четырех этапов: разработка, тестирование/сертификация, производство/тестирование и обслуживание.

В процессе разработки продукции для её создания выбираются только надёжные, хорошо зарекомендовавшие себя компоненты, обеспечивая тем самым более высокую надёжность и отказоустойчивость. Более того, одно из подразделений Getac, входящее в число крупнейших производителей пластиковых и резиновых деталей для электроники, а также алюминий-магниевого сплава, разрабатывает особо прочные комбинированные резинопластиковые и магниево-алюминиевые детали для своих продуктов, обеспечивая высокую защищённость и надёжность при меньшем весе.

Каждый новый продукт проходит полноценный этап тестирования и сертификации в специальной сторонней аккредитованной лаборатории на соответствие военным стандартам MIL-STD-461G и MIL-STD-810G (в России партнёры проводят испытания по ГОСТ, если есть в этом необходимость), а также на защиту от пыли и влаги – IP52, IP65, IP67 (в зависимости от модели), устойчивость к ударам, вибрациям и падениям с высоты от 90 до 180 см (в зависимости от модели). Максимально возможный рабочий диапазон температур при этом от -29 °С до +63 °С (в зависимости от модели).

Вся продукция Getac производится на наших собственных заводах, начиная от резиновых прокладок, корпусных деталей, материнских плат и заканчивая финальной сборкой изделий. Это позволяет нам обеспечить 100%-ное тестирование и контроль качества готовой продукции и до минимума сократить вероятность выпуска бракованного изделия, в отличие от всех наших конкурентов.

Наконец, Getac предлагает лучшую в отрасли гарантию «Vumper-to-Vumper» (защита от случайного повреждения) в течение трех и более лет в качестве стандартного пакета услуг для полностью защищенных продуктов.

Мы уверены в надёжности наших устройств, и данная гарантия является отличным тому подтверждением.

– В чем основное отличие защищенных ноутбуков от их незащищенных собратьев? Почему на опасных предприятиях нет возможности работать на обычных устройствах?

– Удивительно, но факт то, что в XXI веке, когда смартфон подростка обладает большей вычислительной мощностью, чем первый космический челнок, во многих отраслях промышленности, таких как добыча полезных ископаемых, их переработка и в других производствах, бумага и карандаш являются основным инструментом сбора данных. Это связано с тем, что «незащищенные» устройства, будь то планшеты или ноутбуки, просто не могут работать в тяжёлых условиях вне офиса или дома. Вода, пыль, жара или холод быстро приведут в негодность любое стандартное устройство.

Защищенные ноутбуки и планшеты Getac созданы как раз для того, чтобы работать там, где не выживают обычные устройства, а отказ оборудования может повлечь серьёзные последствия. Удары, вибрации, падение с высоты до 1,8 м, работа при температурах от -29 °С до +63 °С – это только основные характеристики повышенной прочности. Наша запатентованная технология Lumibond позволяет работать с устройствами под прямыми солнечными лучами, обеспечивая полноценную считываемость информации с дисплея. Наши сенсорные экраны можно использовать даже в перчатках или под дождем. Ни одно обычное пользовательское устройство не может обеспечить работоспособность в подобных условиях.

Помимо этого, в горнодобывающей, нефтегазовой или химической промышленности, где в рабочих зонах могут присутствовать взрыво- и пожароопасные смеси газов и пыли, должны применяться устройства, отвечающие жёстким требованиям стандартов искро- и взрывобезопасности ATEX, IECEx и EAC TP TC 012/2011.

Планшеты Getac F110-Ex, ZX70-Ex и EX80 сертифицированы по всем трём стандартам, что позволяет безопасно использовать их во взрывоопасных зонах.

– В чем секрет успеха Getac на мировом и российском рынках защищенных устройств?

– Как говорилось ранее, Getac старается прислушиваться к отзывам и пожеланиям наших клиентов и потенциальных заказчиков в различных отраслях. Тематические сайты, специальные сертификаты, специальные опции являются отличным подтверждением нашего стремления лучше узнать, понять и предоставить заказчикам то, что им действительно нужно в их конкретной отрасли. У нас есть офисы в девяти странах мира. Наша команда посещает каждый континент, чтобы встретиться с нашими партнерами и конечными пользователями, чтобы узнать, что им нужно. Мы тесно сотрудничаем с местными партнерами для развития рынка. Наша собственная научно-исследовательская команда неустанно работает над совершенствованием наших решений и созданием новых возможностей применения. Не стала исключением и Россия. В России есть представительство, которое обеспечивает проектную, техническую и маркетинговую поддержку. Созданы тематические сайты (по рынкам) на русском языке. Постоянно проводятся встречи с заказчиками с целью выявления их потребностей, уточнения пожеланий к нашей продукции. Помимо этого, Getac подкупает своим гибким подходом к решению задач пользователей, достаточно короткими сроками производства и отличным уровнем гарантийного и послегарантийного обслуживания. ●

KEYWORDS: *explosion-proof tablets, quality control, industrial safety, oil and gas sector, tablet-transformer.*



Нефтегазовый форум инноваций и инвестиций

13-14 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2019

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
- ✓ Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа.
- ✓ Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти.
- ✓ Насосы, компрессорное оборудование.
- ✓ Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности.
- ✓ Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера.
- ✓ Энергетическое оборудование.
- ✓ Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты.
- ✓ Средства связи, телекоммуникации и сигнализации.

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

СИБЭКСПО SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ТЕХНОЛОГИИ 4.0 ДЛЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Компьютеризированная методика оценки качества бурения подземных скважин при разработке месторождений тяжелой нефти

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

Яковлев Сергей Викторович,
ассистент кафедры ГМИС,
Ухтинский государственный
технический университет

СЕГОДНЯ ОДНОЙ ИЗ НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА МЕТОДИК, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ОПЕРАТИВНО ОЦЕНИВАТЬ КАЧЕСТВО БУРЕНИЯ СКВАЖИН, ОТ ЧЕГО ЗАВИСИТ ДОБЫЧА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ. ПРИ ЭТОМ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОШАХТНОГО СПОСОБА РАЗРАБОТКИ ДОЛЖНЫ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ЦИФРОВИЗАЦИЮ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЦЕПОЧЕК. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНОГО БУРЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ НА ГРАВИТАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

TODAY, ONE OF THE MOST URGENT TASKS IS THE DEVELOPMENT OF METHODS THAT ALLOW PROMPT WELL DRILLING QUALITY ASSESSMENT, ON WHICH HEAVY OIL PRODUCTION DEPENDS. AT THE SAME TIME, THE POSITIVE RESULTS OF USING THE THERMO-MINING METHOD OF DEVELOPMENT SHOULD ENSURE THE DIGITALIZATION OF THE MAIN PRODUCTION CHAINS. THE ARTICLE PRESENTS THE FEATURES OF UNDERGROUND DRILLING IN THE DEVELOPMENT OF THE YAREGA HEAVY OIL FIELD ON A GRAVITY REGIME

Ключевые слова: добыча тяжелой нефти, Ярегское месторождение, цифровизация, интеллектуальная скважина, термошахтный способ.

Разработка нефтегазовых месторождений и бурение скважин имеет весьма тесную связь. Особенно это важно для месторождений, разрабатываемых на гравитационном режиме. Таким образом, существует баланс между зенитным углом скважины и ее длиной. При разработке Ярегского месторождения термошахтным способом технологические операции осуществляются в нефтяной шахте, при этом информация о процессе бурения с шахты поступает с помощью съемных флеш-носителей ввиду отсутствия интегрированной передачи данных с подземных станков бурения на поверхность. В свою очередь это определяет некоторые трудности при контроле за процессом бурения и последующей разработки блоков. Таким образом, в настоящее время актуальной задачей является разработка методик, позволяющих оперативно проводить оценку качества бурения подземных скважин, от качества и скорости бурения которых всецело зависит добыча тяжелой

ФАКТЫ

0,1°

составляет точность
направленного
бурения

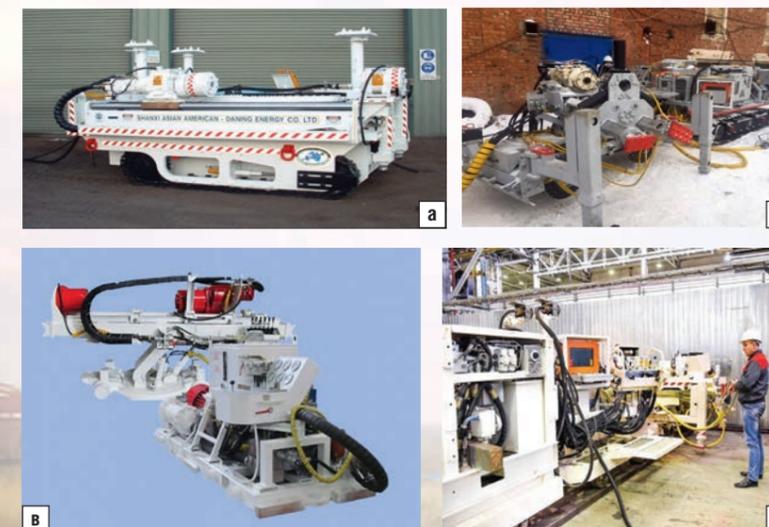
нефти. При этом положительные результаты применения термошахтного способа разработки должны обеспечивать цифровизацию основных производственных цепочек.

В статье представлена информация, направленная на изучение следующих особенностей подземного бурения при разработке Ярегского месторождения тяжелой нефти на гравитационном режиме:

- обзор применяемых современных буровых подземных станков;
- обзор различных компоновок, используемых в подземном бурении;
- возникающие эллипсы неопределенности при подземном бурении различными системами направленного бурения;
- зависимость между силой сигнала и длиной скважины при подземном бурении;
- магнитная восприимчивость при подземном бурении;
- применение различных датчиков в телесистеме при бурении;
- зависимость реакции инструмента при бурении;
- зависимость температуры по стволу скважины;
- влияние профиля (зенитного угла) на изменение дебита нефти;
- разработка дополнительных возможностей.

В настоящее время при бурении нефтяных месторождений с помощью нефтяных шахт используются следующие подземные станки (рисунок 1).

РИС. 1. Станки подземного бурения



а) Станок для подземного бурения VLD 1000; б) Станок для подземного бурения ГЕО-126П; в) Станок для подземного бурения РН-25; г) Станок для подземного бурения IDS-90

ТАБЛИЦА 1. Отклонения по азимуту в зависимости от длины скважины

Точность по азимуту, град	Длина скважины, м	Погрешность, м
±0,5	800	±6,98
±0,5	1200	±10,47
±0,5	2000	±17,45
±1	800	±13,96
±1	1200	±20,94
±1	2000	±34,90

ТАБЛИЦА 2. Отклонения по зениту в зависимости от длины скважины

Точность по зенитному углу, град	Длина скважины, м	Погрешность, м
±0,1	800	±1,40
±0,1	1200	±2,09
±0,1	2000	±3,49
±0,25	800	±3,49
±0,25	1200	±5,23
±0,25	2000	±8,73

Данные станки предназначены для нефтяных шахт и имеют модульное исполнение, используют различные системы направленного бурения со следующими характеристиками:

1. Система направленного бурения DGS
 - точность по зенитному углу ±0,1 град;
 - точность по азимуту ±0,5 град.
2. Система направленного бурения DDMS
 - точность по зенитному углу ±0,1 град;
 - точность по азимуту ±0,5 град.
3. Система направленного бурения СНБ89
 - точность по зенитному углу ±0,25 град;
 - точность по азимуту ±1 град.

Используя формулу (1) для расчета возможных отклонений как по зенитному углу и азимутальному углу при использовании представленных характеристик систем направленного бурения отклонения в зависимости от длины скважины составят (таблицы 1–2).

$$\Delta = \pm L \cdot \sin(\alpha) \quad (1)$$

где L – длина скважины, м;

α – угол скважины (зенит, азимут), град.

При бурении данными подземными станками формируется системный файл с помощью

ФАКТЫ

0,56 ед.

составила напряженность естественного магнитного поля Земли по Ярегскому месторождению

специализированного программного обеспечения. Фрагмент системного файла представлен на рисунке 2.

Объем данного файла зависит от длины скважины, интервал записи точек составляет 3 м и фиксируется программой при сохранении точки специалистом по бурению скважин.

Предпосылками для разработки алгоритмов послужили опытно-промышленные работы на нефтяной шахте №3 в блоке 2Т-4 по испытанию модернизированной одногоризонтной системы длинными скважинами (до 800 м). Актуальность создания методики обусловлена ведением авторского сопровождения по контролю за реализацией проектных решений. В настоящее время методика прошла полную апробацию разработанных алгоритмов (компьютерной программы) на реальных скважинах в общем количестве 96 штук (более

РИС. 2. Фрагмент системного файла бурения DGS

Номер за	Ветвь	Длина	Длина скважины, м	Азимут	Уклон	Положен	Расстояние по	Лево/Право	Верх/Вни	Время	Дата	Сер № да
1	MAIN	0	0	146,85	-0,3	274	0	0	0	7:27:24	14.02.2019	4638
2	MAIN	12	12	146,85	-0,3	274	12	-0,08	-0,06	7:27:24	14.02.2019	4638
3	MAIN	3	15	147,54	-0,19	51,99	15	-0,09	-0,08	12:08:47	14.02.2019	4638
4	MAIN	3	18	147,99	-0,29	17,98	18	-0,06	-0,09	12:20:36	14.02.2019	4638
5	MAIN	3	21	148,65	0,12	298,2	21	0,09	-0,09	12:28:05	14.02.2019	4638
6	MAIN	3	24	148,72	0,64	262,06	24	0,07	-0,07	12:34:39	14.02.2019	4638
7	MAIN	3	27	147,68	0,35	54,46	27	0,12	-0,05	12:41:07	14.02.2019	4638
8	MAIN	3	30	146,85	-0,48	357,82	30	0,13	-0,05	12:48:15	14.02.2019	4638
9	MAIN	3	33	146,58	-0,56	352,33	33	0,1	-0,08	12:55:29	14.02.2019	4638
10	MAIN	3	36	146,5	0,09	44,23	36	0,06	-0,09	13:02:02	14.02.2019	4638
11	MAIN	3	39	146,14	0,96	79,92	39	0,01	-0,06	13:09:47	14.02.2019	4638
12	MAIN	3	42	146,16	1,79	58,82	41,99	-0,04	0,01	13:16:10	14.02.2019	4638
13	MAIN	3	45	146,94	2,68	245,87	44,99	-0,08	0,13	13:22:54	14.02.2019	4638
14	MAIN	3	48	147,35	2,83	233,71	47,99	-0,08	0,27	13:28:57	14.02.2019	4638
15	MAIN	3	51	146,61	1,77	63,85	50,99	-0,1	0,39	13:36:52	14.02.2019	4638
16	MAIN	3	54	146,22	0,9	51,68	53,98	-0,14	0,46	13:43:53	14.02.2019	4638
17	MAIN	3	57	146,2	1,01	115,52	56,98	-0,2	0,51	13:51:31	14.02.2019	4638
18	MAIN	3	60	146,63	1,48	100,54	59,98	-0,24	0,58	13:59:05	14.02.2019	4638
19	MAIN	3	63	147,52	1,56	172,31	62,98	-0,25	0,66	14:11:26	14.02.2019	4638
20	MAIN	3	66	148,85	1,17	272,47	65,98	-0,2	0,73	14:19:43	14.02.2019	4638
21	MAIN	3	69	148,87	0,31	295,63	68,98	-0,11	0,77	14:27:05	14.02.2019	4638
22	MAIN	3	72	147,84	-0,53	298,31	71,98	-0,05	0,76	14:34:07	14.02.2019	4638
23	MAIN	3	75	146,47	-1,44	22,71	74,98	-0,06	0,71	14:42:01	14.02.2019	4638
24	MAIN	3	78	145,54	-1,5	48,31	77,98	-0,12	0,63	14:49:33	14.02.2019	4638
25	MAIN	3	81	145,18	-0,77	54,6	80,97	-0,22	0,57	17:25:54	14.02.2019	4638

РИС. 3. Изменение силы сигнала по длине скважины



50 тыс. м бурения). Основной задачей разработанных алгоритмов являлось выявление фальсификации данных и разработка рекомендаций для проведения адресных контрольных замеров траекторий подземных скважин блока 2Т-4.

Так, например, одним из косвенных признаков качества бурения является закон изменения силы сигнала телесистемы от длины скважины, который фиксируется программным обеспечением (рисунок 3).

Как видно из рисунка 3, в случае если сигнал равен сигналу на устье скважины, как в случае с вариантом б), то траектория данной скважины должна вызывать вопросы у контролирующих отделов. При корректном варианте сила сигнала должна убывать при приближении к забою подземной скважины, как на рис. 3 а).

Следующим критерием, по которому можно судить об отсутствии проблем при бурении, является магнитное влияние. Как правило, магнитное влияние по стволу скважины остается стабильным ввиду отсутствия дополнительных магнитных помех, например железа.

Использование абсолютного значения вектора напряженности естественного магнитного поля Земли в качестве анализируемого параметра связано с фактом отсутствия лишнего «металла» при бурении скважины. При таких условиях регистрируемое

значение напряженности постоянно на всей протяженности скважины, кроме устьевых точек, где может оказывать влияние металл обвязки, подземной крепи и т.д. По Ярегскому месторождению, согласно анализу фактических данных, напряженность естественного магнитного поля Земли составляет 0,56 ед. Если регистрируемая напряженность естественного магнитного поля отличается от этой величины, требуется анализ возможных причин. Это может свидетельствовать о сближении траектории с уже пробуренной и обсаженной скважиной либо об фальсификации данных (рисунок 4).

Как видно из рисунка 4 б), произошло отклонение точек на забое скважины, что может свидетельствовать о наличии металла в пласте либо фальсификации данных.

Также во время бурения случаются поломки, требующие ремонта

РИС. 4. Магнитная восприимчивость по длине скважины

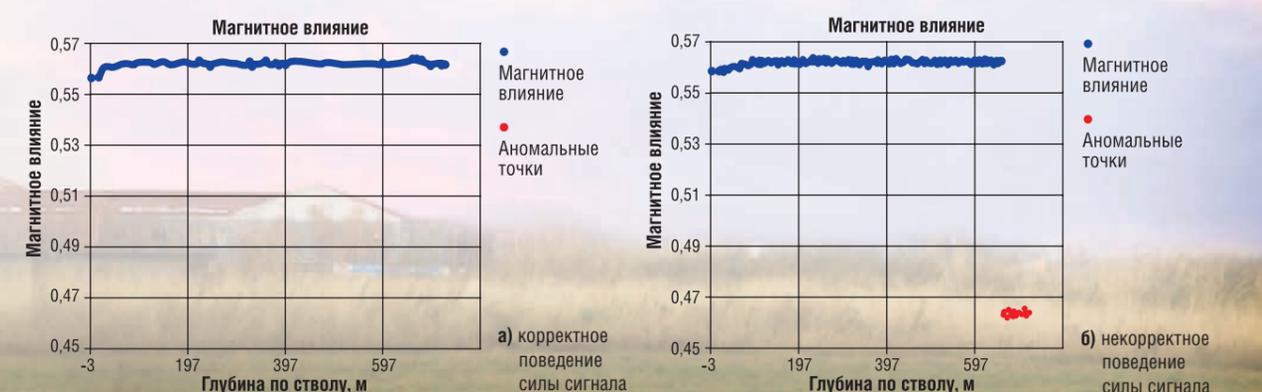


РИС. 5. Реакция инструмента при корректной реакции инструмента

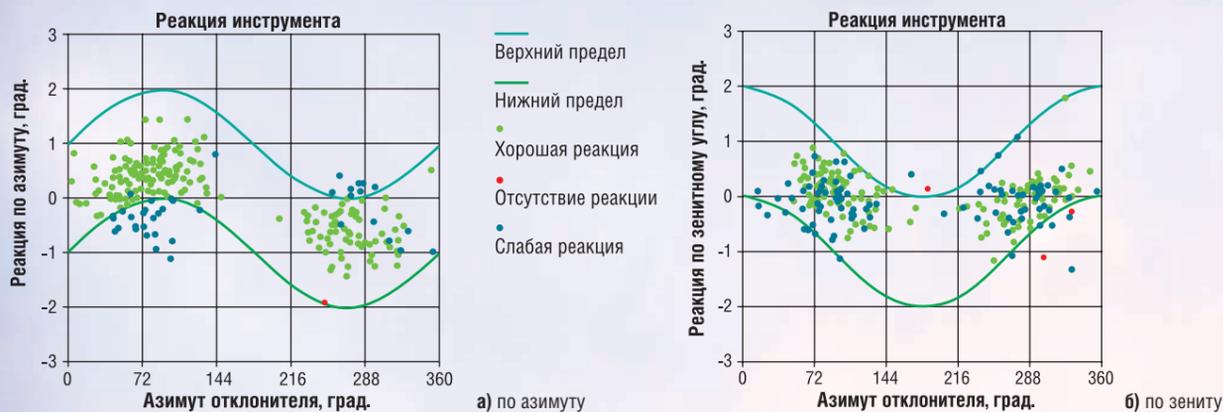


РИС. 6. Реакция инструмента для фальсифицированной траектории



системы направленного бурения. Если ремонт осуществлен за период времени существенно короткий – ремонта не было, фальсификация. Например, по одной из скважин при анализе данных наблюдалось следующее:

– на глубине 663 м была выявлена смена телесистемы за промежуток времени 00:19:49. Однако, опираясь на фактические данные работы буровых подрядчиков, данный интервал времени не позволяет успеть поднять колонну данной длины, разобрать и собрать компоновку, спустить колонну и бурить дальше. Поэтому разработанная методика также позволяет оперативно находить и выделять интервалы, в которых наблюдается противоречащее поведение инструмента.

Согласно принципам пространственного управления траекторией скважины при бурении с использованием забойных двигателей, изменение положения отклонителя (toolface) должно приводить к закономерному изменению зенитного угла и азимута. Так, при положении отклонителя в 0 или 180 градусов интенсивность изменения зенитного угла максимальна, а интенсивность изменения азимута – минимальна. Обратная картина при положении отклонителя в 90 и 270 град – изменение азимута траектории происходит наиболее интенсивно с минимизацией изменений по зенитному углу.

ФАКТЫ

663_М

глубина, на которой была выявлена смена телесистемы за промежуток времени 00:19:49

То есть интенсивность изменения зенитного угла в зависимости от положения отклонителя подчиняется косинусоидальному закону ($\cos(0) = -\cos(180) = 1$, $\cos(90) = \cos(270) = 0$), а интенсивность изменения азимута – синусоидальному ($\sin(0) = \sin(180) = 0$, $\sin(90) = -\sin(270) = 1$). Получим абсолютную величину реакции по зенитному углу и по азимуту соответственно по следующим формулам:

$$dA_i = |A_{i+1} - A_i - \alpha_a \cdot dl_i \cdot \sin(\beta)|$$

$$dZ_i = |Z_{i+1} - Z_i - \alpha_z \cdot dl_i \cdot \cos(\beta)|,$$

где A_i, Z_i – измеренный азимут и зенитный угол соответственно в i точке, град; α_a, α_z – максимальная проектная интенсивность изменения зенитного угла и азимута, град/м; dl_i – расстояние между точками замера, м; β – положение отклонителя, град.

Если $dA_i < \alpha_a \cdot dl_i$ и $dZ_i < \alpha_z \cdot dl_i$, то скважина на рассматриваемом

РИС. 7. Изменение температуры по длине скважины



интервале глубин управляема. Наблюдается закономерное изменение и зенитного угла и азимута.

Если $dA_i < \alpha_a \cdot dl_i$ или $dZ_i < \alpha_z \cdot dl_i$ то реакция траектории скважины на изменение положения отклонителя слабая, управляемость скважиной на рассматриваемом интервале снижена

Если $dA_i > \alpha_a \cdot dl_i$ или $dZ_i > \alpha_z \cdot dl_i$ то реакция траектории скважины на изменение положения отклонителя anomальная. Такая реакция может быть связана как с геологическими особенностями конкретного интервала, так и с технологическими сложностями и ошибками при проводке скважины, вплоть до намеренной фальсификации данных.

На рисунках 5 и 6 приведено сопоставление графиков «реакции» инструмента для двух скважин. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла и азимута принята равной 1 град/м. Как видно из рисунка 5, наблюдается хорошая связь между положением отклонителя и изменением зенитного угла и азимута. Траектория скважины была признана удовлетворительной. На рисунке 6 наблюдается картина anomальной реакции инструмента. Практически отсутствует связь между изменением положения отклонителя и изменением траектории скважины. Как показал проведенный контрольный замер, траектория скважины была фальсифицирована.

С увеличением протяженности скважины сила сигнала забойной телесистемы линейно снижается (рисунок 3). Изменение температуры, как правило, также придерживается определенного линейного тренда: она либо возрастает с глубиной, либо снижается. Максимальный уровень падения/увеличения линейного тренда составляет более 10%, в среднем около 40% (в зависимости от протяженности скважины). Это значение получено на основе анализа показателей 96 скважин. Но даже предельное 10%-ное снижение уровня тренда позволяет выявлять anomальные участки для силы сигнала или температуры на которых не соответствует общему тренду. Такие участки могут свидетельствовать о наличии замеров на несоответствующих глубинах, вплоть до фальсификации замеров в лабораторных условиях.

ФАКТЫ

0 или **180**

градусов – положение отклонителя, при котором интенсивность изменения зенитного угла максимальна

Но следует отметить, что фактические показания сильно разнятся по абсолютной величине, имеют «срывы», «скачки», связанные с технологическими особенностями канала связи. Для приведения к общему базису значения возможно нормировать по максимальному значению на устье и применить какой-либо из амплитудных фильтров. В качестве аппарата фильтрации возможно применить медианный фильтр. Как показывает практика, ширины окна в 3 замера уже достаточно для исключения таких помех.

Для выявления anomалий отфильтрованные нормированные показания сравняются с теоретическим рассчитанным трендом по формуле:

$$k = \frac{t_{max} \cdot (P-1)}{\max(D)}$$

где k – тангенс угла наклона тренда, д.е.; t_{max} – максимальное значение параметра на устье, P – максимальный уровень падения(восстания), д.е.; $\max(D)$ – глубина забоя, м.

$L_i = t_{max} + k \cdot D_i$, где L_i – максимальное теоретическое значение параметра

$$dS_i = L_i - f_m(S_{i-1}, S_i, S_{i+1}),$$

где dS – расхождение величины параметра и тренда, S – анализируемый параметр, f_m – функция медианного фильтра.

В случае превышения показаний S_i над трендовыми L_i ($dS < 0$) интервалы превышения признаются anomальными и требуют детального рассмотрения и сопоставления с фактически проводимыми работами на скважине (рисунок 7).

Для контроля соответствия фактической траектории и проектной применяется отдельное сопоставление проекций по вертикали и латерали. Данный способ не является оптимальным, так как он позволяет проводить только дифференциальную оценку расхождения по отдельным проекциям, по которым затруднительно определить выход проектной траектории за допустимый коридор в случае криволинейной проектной траектории.

Для оценки расхождения траекторий возможно применять интегральный параметр, который будет включать влияние и зенитного угла, и азимута. Например, таким параметром может служить геометрическое расстояние от одной траектории до другой, определенное по их пространственным координатам. Под расстоянием понимается минимальная длина перпендикуляра, опущенного из текущей точки проектной траектории до фактической траектории при условии представления фактической траектории в виде кусочно-линейной кривой (рисунок 8).

Как видно из рисунка 9, пространственное расхождение между фактической и проектной траекторией по рассмотренной скважине превысило допустимую величину на интервале от 50 до 70 м и может быть забракована.

Анализ системного файла бурения также позволяет проводить расчет механической скорости бурения и пространственного искривления (рисунки 9–10).

Как отмечалось ранее, при гравитационном режиме при низком пластовом давлении профиль скважины является определяющим при разработке продуктивного пласта. Таким образом, для оценки фактического профиля скважины по сравнению с фактическим также разработан алгоритм, позволяющий определять коэффициент замедления потока. Чем извилистее траектория, тем труднее при прочих равных условиях флюиду перемещаться по стволу скважины от забоя к устью – возможно образование застойных зон, гидравлических пробок и т.п. В такой постановке траектория будет обладать своей «скоростной характеристикой» – величиной, характеризующей сложность прохождения флюидом того или иного участка траектории.

РИС. 8. График геометрического расстояния между пространственными траекториями по скважине



ФАКТЫ

10 %

максимальный уровень падения/увеличения линейного тренда

Так как скорость движения потока жидкости в рассматриваемых шахтных условиях напрямую зависит от гравитационных сил (пластовое давление сопоставимо с атмосферным), то в первом приближении для оценки скоростной характеристики можно принять модель равноускоренного движения материальной точки из состояния покоя под действием силы тяжести от забоя до устья скважины. Приняв траекторию линейной между точками замеров, получим:

$$v_i = \sqrt{2 \cdot g \cdot dh + v_{i-1}^2},$$

где g – ускорение свободного падения, dh – изменение высоты между точками, м; v_i – скорость перемещения на i -м участке траектории, м/с.

$Q = \sum_{i=0}^n v_i \cdot dl_i$ – интегральный коэффициент замедления движения потока флюида, м²/с. Коэффициент определяет суммарную скоростную характеристику траектории.

РИС. 9. Механическая скорость бурения



РИС. 10. Интенсивность пространственного искривления



РИС. 11. Вертикальная проекция проектной и фактической траектории



$dQ = \frac{Q_{пр}}{Q_{ф}}$ – относительный коэффициент замедления движения потока флюида, д.е., где $Q_{пр}$ – коэффициент замедления проектной скважины, $Q_{ф}$ – коэффициент замедления фактической скважины.

В случае если $dQ \approx 1$, искажение геометрии фактической траектории не оказывает существенного влияния на характер движения флюида в стволе скважины.

На рисунке 11 приведена вертикальная проекция одной из подземных скважин Ярегского месторождения, а на рисунке 12 – ее скоростная характеристика. Несмотря на соответствие фактической траектории проектной в пределах допуска 2 м (рисунок 11), скоростная характеристика фактической траектории на участке 30–400 м хуже. Присутствуют участки резкого ускорения и замедления потока, что будет способствовать образованию застойных зон твердой фазы. Несмотря на более значительную работу гравитационных сил (перепад высоты по фактической траектории больше проектной на 15%) только у устья (интервал 0–30 м), скоростная характеристика достигает проектной и превышает ее.

В процессе выполнения работы необходимо сформулировать следующие выводы:

1. Представленные алгоритмы прошли апробацию на реальных подземных скважинах в процессе выполнения работ по авторскому сопровождению шахтного блока 2Т-4.
2. Разработанные алгоритмы полностью компьютеризированы.
3. Учитывая выявленные проблемы по строительству подземных скважин, рекомендуется:
 - ранжировать пробуренные скважины различных длин за весь период применения систем направленного бурения;
 - собрать базу данных и выполнить комплексный анализ всех исходных системных файлов бурения и буровых журналов и оценить потери добычи нефти;
4. Разработанная методика способна адресно указывать на проблемные скважины, тем самым рекомендуя выполнить контрольный замер на факт

РИС. 12. Коэффициент относительного замедления потока по длине подземной скважины



ФАКТЫ

96

СКВАЖИН

было проанализировано в ходе исследования

отхода траектории от проектной, а также обнаруживать факты недобуривания скважин.

5. Разработанная программа подана на регистрацию в Федеральный институт промышленной собственности и предназначена для анализа регистрируемых параметров систем направленного бурения DGS, применяющейся при строительстве скважин на высоковязкую нефть в шахтных условиях с целью проверки качества проводки скважин и снижения вероятности фальсификации замеров пространственного положения ствола скважины. На основе комплексного анализа регистрируемых телесистемой параметров программой в автоматическом режиме формируется отчет в формате MS Word с выводами о качестве проводки скважины и интервалах возможной фальсификации. Также программа позволяет оценивать изменения потенциальных дебитов скважины в зависимости от траектории. Программа имеет удобный интерфейс для просмотра исходных данных в виде графиков и таблиц. Может применяться недропользователями в качестве инструмента входного контроля качества проводки скважин буровыми подрядчиками при условии достоверности и корректности системных файлов бурения. ●

KEYWORDS: heavy oil production, Yaregskoe field, digitalization, intelligent well, thermal method.

ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПРОВОДНЫХ РЕШЕНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ДОБЫЧЕ

УНИКАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОТКРЫТЫЕ В 70–80 ГГ. ПРОШЛОГО ВЕКА, ОБЕСПЕЧИЛИ ЛИДИРУЮЩИЕ ПОЗИЦИИ РОССИИ НА ВОЛАТИЛЬНОМ НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ. ПОСЛЕ 40 ЛЕТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФАКТИЧЕСКИ ПРОИСХОДИТ ВОЗРОЖДЕНИЕ УНИКАЛЬНЫХ И КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ С УЧАСТИЕМ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПЕРСОНАЛА И ВОЗРАСТАЮЩИМИ ТРЕБОВАНИЯМИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

UNIQUE OIL AND GAS FIELDS, DISCOVERED IN 70–80 YEARS OF THE LAST CENTURY, PROVIDED THE LEADING POSITION OF RUSSIA IN THE VOLATILE OIL AND GAS MARKET. AFTER 40 YEARS OF OPERATION, THERE IS ACTUALLY A REVIVAL OF UNIQUE AND LARGE DEPOSITS THROUGH THE USE OF INNOVATIVE SOLUTIONS WITH THE PARTICIPATION OF HIGHLY QUALIFIED PERSONNEL AND INCREASING REQUIREMENTS FOR INDUSTRIAL AND ENVIRONMENTAL SAFETY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтегазовые месторождения, беспроводные решения, добыча нефти и газа, управление газовой скважиной, мониторинг инфраструктурных объектов.

**Еремин
Николай
Александрович,**
д.т.н.,
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
профессор РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина

**Столяров
Владимир
Евгеньевич,**
член НТС ПАО «Газпром»,
научный сотрудник ФГБУН
Институт проблем нефти
и газа РАН,
руководитель органа
сертификации
ООО «Энергосертификация»

Особенностью развития нефтегазовой отрасли является геологическая концентрация запасов углеводородного сырья в крупных месторождениях, что исторически определило «очаговое» освоение районов Тюмени, Западной Сибири и Крайнего Севера и обеспечило первоочередное освоение ресурсов Медвежьего (1972), Уренгойского (1977), Вынгапуровского (1979), Ямбургского (1986) нефтегазовых месторождений. Сегодня экономические и политические условия освоения труднодоступных углеводородных запасов существенно изменились, перестали финансироваться долговременные стратегические программы государственной поддержки освоения новых территорий Сибири и Дальнего Востока, шельфовые месторождения. Ресурсные задачи наличия запасов в длительной перспективе решаются в основном только за счет самих предприятий добычи и, соответственно, обязательной составляющей становятся объемы инвестиций в инфраструктуру промышленного строительства и жизнеобеспечения объектов [1].

При разработке инвестиционного замысла освоения месторождений необходимо предусматривать экономическую оценку строительства электростанций, мостов и аэропортов, железных и автомобильных дорог, вахтовых поселков. Создание инфраструктуры будет отражаться на себестоимости добычи.

Большинство обустроенных месторождений сегодня находится на заключительной стадии эксплуатации, соответственно, требуется разработка и реализация отдельных программ и мероприятий по реконструкции, способствующих сохранению фонда скважин и объемов добычи в целях недопущения падения добычи в сезонные и пиковые нагрузки. Следствием длительной эксплуатации стали ограничения и осложнения добычи, в том числе такие факторы как:

- Выработка месторождений более 50 %, значительный моральный и физический износ подземного оборудования скважин и наземной инфраструктуры, неудовлетворительное состояние газосборных сетей (ГСС);

ФОТО 1. Управление газовой скважиной



- Накопление жидкости в стволе скважины при дебитах газа менее базовых показателей (не обеспечивается подъем жидкости);
- Разрушение призабойной зоны продуктивного пласта, выявление выноса песка на забой скважины и образование протяженных песчаных пробок, скопление песка в технологических трубопроводах и аппаратах, абразивное разрушение скважинного оборудования, запорной арматуры на устье скважины и установках сбора и подготовки газа;
- Эксплуатация с пониженными дебитами газа из-за скопления воды и песка в связи с недостаточным оперативным контролем и отсутствием дистанционного управления в ходе длительной эксплуатации;
- Наличие фактов понижения температуры газа и замерзания жидкости в наземных трубопроводах обвязки скважин и шлейфах сборных сетей;
- Снижение эффективности проведения буровых и ремонтных работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), сезонные неравномерности и ограничения, а также другие осложняющие проявления (фото 1).

По утверждению куратора топливно-энергетического комплекса (ТЭК), вице-преьера Российской Федерации Д.Н. Козака на 2-м нефтяном диалоге «Приоритетные направления технологического развития нефтяной отрасли. Меры по поддержанию эффективной

добычи нефти в России в долгосрочной перспективе», с учетом сложившейся ситуации следует рассматривать несколько сценариев долгосрочного развития отрасли: «Если не будем осваивать месторождения, которые являются трудноизвлекаемыми, то к 2035 г., по оптимистичному развитию, мы будем добывать в два раза меньше, а по пессимистичному – почти в четыре раза».

Современная ситуация по созданию и развитию цифровых технологий управления месторождениями на стадии падающей добычи имеет явно выраженный научный характер. Характерными примерами этого подхода является обустройство нефтегазовых месторождений фирмами Schneider Electric, BP, Chevron, а на территории России – инновационные решения на Приобском и Самотлорском (Роснефть), Корчагинском и Кокуйском (Лукойл), Салымском (Shell), месторождениях ООО «Газпром нефть» [2, 3].

Практические результаты показали, что выработанные месторождения по технологиям добычи следует относить к трудноизвлекаемым, а эффективная разработка истощенных газовых месторождений на поздней стадии может быть обеспечена только за счет непрерывного контроля за режимом работы скважин, газосборного коллектора и использования автоматизированных процессов управления режимами эксплуатации, своевременного предупреждения образования и удаления скоплений жидкости и песка, организации упреждающих

режимов эксплуатации на основании предиктивного анализа.

Любое крупное нефтегазовое месторождение характеризуется типовым составом технологических объектов, основными из которых являются:

- Отдельные или кусты газовых или газоконденсатных скважин;
- Промысловая газосборная сеть; сеть межпромыслового коллектора;
- УППГ (Установка предварительной подготовки газа);
- УКПГ (Установка комплексной подготовки газа);
- ДКС (дожимная компрессорная станция);
- Объекты энерго- и теплоснабжения, инженерного и жизнеобеспечения.

С учетом технологического развития отрасли, фактического состояния оборудования, прогнозируется ситуация, что в ближайшее время выявятся серьезные проблемы по отсутствию значительных заделов для применения современных технологий бурения, разведки, освоения недр и обустройства месторождений, проявятся риски низкого темпа технологического прорыва применения перспективных опробованных технологий, связанные с отсутствием современной проектной, нормативно-правовой базы по внедрению современных роботизированных комплексов, системному развитию цифровых индустрий и преобразованию цифровых моделей месторождений в действующие эффективные цифровые промыслы и месторождения в рамках национальных программ. Имеющиеся отдельные примеры не окажут при этом существенного влияния на традиционные технологии добычи в направлении интеллектуальных месторождений, предусматривающих непрерывную оптимизацию интегрированной модели месторождения и модели управления добычей в реальном масштабе времени [4]. Схема организации мониторинга объектов приведена на рис. 1.

Особенностью современного этапа научно-технического прогресса является лавинообразно развивающиеся информационные технологии и телекоммуникации.

РИС. 1. Технологическая схема газового промысла



Бизнес, движущей силой которого являются информационные потоки данных, становится общей практикой, а управление данными – основой цифровой трансформации всей экономики и отдельных отраслей.

Цифровизация экономики России рассматривается в качестве одного из важнейших стимулов обеспечения экономического роста страны. Цифровая экономика воспринимается как основа для создания качественно новых моделей бизнеса, способных изменять формат функционирования отраслей экономики и государственного управления, коммуникации между людьми и задавать новую парадигму развития государства, экономики и всего общества. При этом доля цифровой экономики в ВВП России остается достаточно низкой, составляя лишь 3,9%, тогда как в США она достигает 10,9%, в Китае – 10%, в ЕС – 8,2%.

Запасы легкой нефти ежегодно сокращаются, растут объемы трудноизвлекаемых запасов, в связи с чем коэффициент извлечения нефти падает. Это в свою очередь требует изменения методов разведки, бурения и добычи, форм эксплуатации опасных производственных объектов. По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) нефтеотдача при применении традиционных технологий составляет 29%, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) – 38%, а у интеллектуальных месторождений этот показатель может достичь 47%.

Переход к новому экономическому укладу связан со значительными

преобразованиями и в других направлениях развития отрасли: разработкой нормативно-правовой базы, совершенствованием технологических процессов, применением методов современной диагностики и материалов, внедрением интеллектуальных технологий на принципах удаленного управления технологическими объектами. Для развития нефтегазового комплекса (НГК) России цифровая трансформация является первостепенной задачей. Главные проблемы, по оценке экспертов, лежат в сфере низкого уровня эффективности управления экономическими процессами и изношенности основных фондов. Однако, учитывая ограниченные финансовые возможности предприятий, приоритетные инвестиции должны направляться не на ремонт существующих объектов, а на создание современных высокорентабельных производств при сохранении производственных и социальных ресурсов.

Учитывая высокую долю эксплуатационных затрат (до 40% от себестоимости продукции), одним из важнейших направлений развития становится совершенствование имеющихся моделей технического обслуживания, регламентация использования фактического состояния активов с учетом требований цифровой индустрии. Внедрение цифровых технологий предполагает наличие научной базы, интеграции технологий, процессов и персонала на основе развития целостной информационной системы, что требует кардинального пересмотра существующей практики.

Основой оптимизации процессов добычи нефти и газа с применением цифровых технологий является объединение отдельных решений, апробированных на объектах, в единый интегрированный технологический комплекс, обеспечивающий динамическую оптимизацию и повышение качества управления на базе реальных параметров и геолого-геофизической информации по всей производственной цепочке от цифровых скважин до подготовки продукции к транспортировке; непрерывный анализ эффективности управляющих воздействий и моделирование технологических особенностей месторождения в реальном масштабе времени.

Комплексное применение цифровых технологий и алгоритмов эффективного управления, как основы оптимизации затрат на разработку, обеспечивает возможность дистанционного управления производственными объектами, продлевая период рентабельной эксплуатации месторождений на завершающей стадии в сложных условиях добычи.

Использованию дистанционного (цифрового) управления промышленными объектами и скважинами при добыче нефти и газа исторически предшествовал этап развития автоматических и автоматизированных технологий бурения, в том числе горизонтального, гидроразрыва пласта; создания интегрированных моделей эффективной добычи и 3D-моделирования пластов, а также разработка подземных и надземных частей месторождений на основе энергонезависимых решений и беспроводных каналов передачи данных.

Наличие при этом прямой связи между автоматизированными (цифровыми) скважинами и цифровыми (интеллектуальными) месторождениями не вызывает сомнения. Однако до середины 60-х годов автоматические устройства на отечественных месторождениях практически не применялись и только в последнее десятилетие этот процесс получил поддержку и развитие в связи с большим количеством месторождений, находящихся на стадии падающей добычи. Ранее управление режимами обеспечивалось

индивидуальным подбором и заменой штуцеров (шайб) постоянного сечения для изменения давления на шлейфах и сборных сетях.

Успешным примером одного из первых применений локальной автоматики является внедрение автоматических устройств типа «летающих клапанов» в 1964 г. на Сангилевском месторождении, обеспечившее увеличение дебита с 6 до 24 тыс. кубометров/сутки, а массовое применение пневмоавтоматик «Ласточка» «Кречет» разработки ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и СКБ «Газприборавтоматика» обеспечило продление эффективной эксплуатации на 140 скважинах Северо-Ставропольского, Шебелинского, Газлийского месторождений Западной Украины (фото 2).

ФОТО 2. Применение локальной пневмоавтоматики



Особое внимание к локальным энергонезависимым решениям, применяемым на скважинах, обусловлено высокой стоимостью основных производственных фондов скважин (порядка 1/3) в

общем балансе, низкой стоимостью устройств и значимым результатом в обеспечении производственных показателей добычи. Применение такого подхода основано на максимизации извлечения запасов на месторождении, организации управления режимом эксплуатации и слива жидкостей за счет остаточной энергии природного газа пласта на самом технологическом объекте (скважине).

В дальнейшем, в 90-х годах, отношение к автоматизации месторождений изменилось и скважины (кусты скважин) были включены в перечень объектов, подлежащих автоматизации. В список измеряемых и контролируемых параметров были добавлены измерения устьевого давления, температуры и расхода газа, расхода жидкости, обнаружения в составе сырья механических примесей и глинопесчаной смеси.

Различными системами телемеханики и телеметрии в ПАО «Газпром» оснащено порядка половины от имеющегося скважинного фонда газодобывающих скважин с применением трех основных классов систем: энергозависимые и энергонезависимые решения, локальные пневматические системы (фото 3).

Основным источником электропитания энергозависимых систем являются высоковольтные линии электропередачи (ВЛ), и это позволяет применять расширенный состав функций контроля, управления и передачи данных. Реализация решений с применением телемеханики,

электрохимзащиты (ЭХЗ) обеспечивается преимущественно при капитальном (новом) строительстве для высокодебитных кустов газовых скважин (КГС).

Достоинством энергонезависимых решений является возможность реализации основных функций контроля и управления скважиной без наличия внешнего энергоснабжения на основе применения возобновляемых источников электроснабжения – солнечной и ветровой генерации, термогенераторов, а также применения автономных постоянных источников электроэнергии – дизельных генераторов и электрогенераторов, изотопных источников и буферных аккумуляторных батарей, а также других источников (фото 4).

Вследствие существующих возможностей по мощностям генерации имеются ограничения в части функций управления, связанных с энергозатратами (обогрев, управление фонтанной и силовой арматурой, обеспечение ЭХЗ). Реализация решений обеспечивается системами и средствами телемеханики и телеметрии для средне- и низкодебитных скважин как при капитальном строительстве, так и при реконструкции скважин с различными уровнями дебита.

Специфика применения требований промышленной безопасности на месторождениях с повышенным содержанием сероводорода обуславливает применение пневматических систем, имеющих ограниченное применение по управлению арматурой и защитными устройствами. Реализация

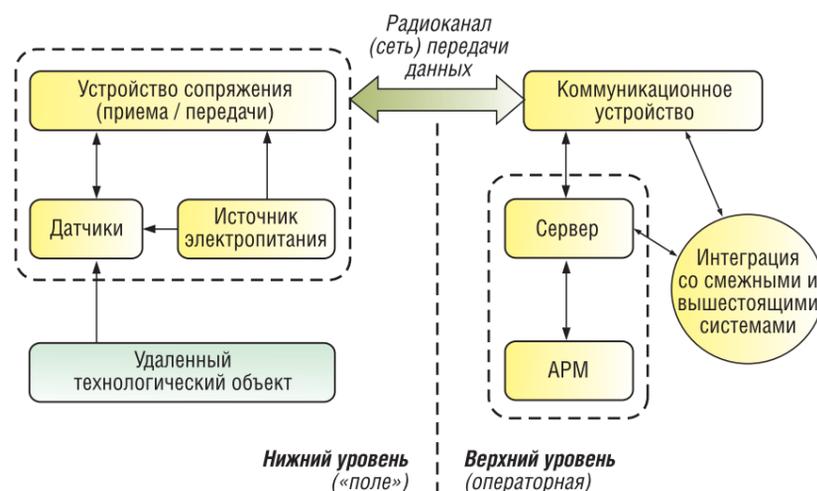
ФОТО 3. Применение пневматической системы управления



ФОТО 4. Применение термогенерации на объекте



РИС. 2. Структурная схема беспроводного управления объектами



решения по оборудованию пневмоавтоматикой обычно реализуются только при капитальном строительстве для высокодебитных скважин. Приведенное деление достаточно условно и предполагает в процессе эксплуатации создание порой комбинированных решений с привлечением различных разработчиков в зависимости от требуемых функций систем управления.

Требования для построения беспроводных сенсорных систем (БСС) оформлены в различных международных стандартах типа IEEE 802.15.4, регламентирующего протоколы физического, канального и сетевых уровней для каналов передачи информации. На объектах устанавливаются датчики технологических процессов и исполнительные механизмы, коммутируемые с устройствами сопряжения, которые образуют «нижний уровень» беспроводной системы контроля и управления.

Устройства сопряжения выполняют при этом функцию преобразования и приема-передачи данных, обеспечивают промежуточную буферизацию данных и реализацию управляющих алгоритмов. Структурная схема беспроводного управления приведена на рис. 2.

Электропитание устройств «нижнего уровня» может быть как энергозависимым, то есть иметь подключение к проводной внешней системе электроснабжения, так и быть полностью энергонезависимым (локальным)

и использующим в качестве источников только встроенные аккумуляторные батареи и дополнительные источники возобновляемой генерации.

Передача данных к устройствам сопряжения соседних объектов контроля и управления и/или на «верхний уровень» осуществляется устройством коммутации по беспроводному каналу (сети) передачи данных.

Примером завершеного построения системы применения телеметрии скважин на этом принципе является Кушевская ПХГ ООО «Газпром ПХГ» (Россия). Комплекс реализован на базе модулей автоматизированной системы объектовой информации АСОИ «Скважина» для территориально распределённых объектов, не имеющих линий связи и электроснабжения на оборудовании беспроводных сенсорных сетей (БСС) [6, 7].

В состав АСОИ «Скважина» входит проектно-компоновочный набор устройств измерения технологических параметров объекта и энергозависимых беспроводных каналов связи. Каждая из 90 имеющихся эксплуатационных скважин рассматривалась как самостоятельный объект автоматизации с оборудованием: четыре измерительных сенсорных модуля давления (СМД), измеряющих буферное, межколонное, затрубное давление и давление газа на выходе скважины; по одному сенсорному модулю температуры (СМТ), измеряющему температуру газа на

выходе скважины, и модули связи (маршрутизаторы) МСИС.

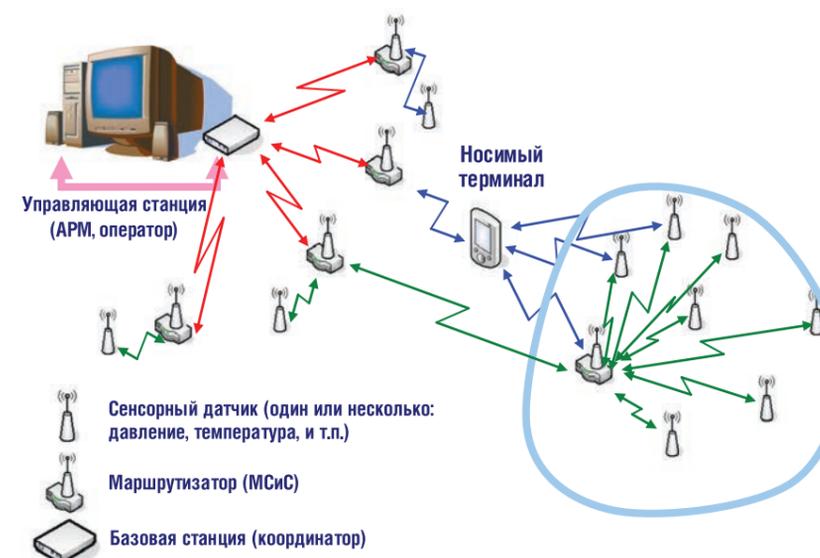
Модули для измерения давления и температуры устанавливаются на штатные места фонтанной арматуры, предусмотренные для местных манометров и термометров, поэтому установка датчиков и их демонтаж не требуют выполнения сложных монтажных и сварочных работ. Определение дебита скважины проводится на основании измерений буферного и затрубного давлений. Организация системы телеметрии АСОИ «Скважина» представлена на фото 5.

ФОТО 5. Датчики и маршрутизаторы на арматуре скважины



Данные от сенсорных модулей давления и температуры скважин поступают на сервер и выводятся на АРМ геолога в виде мнемосхем, таблиц и графиков (трендов). Геолог на основе заданного режима работы ПХГ (закачка, отбор) и имеющихся методик определяет требуемые для эффективной работы значения дебита по каждой скважине и выдает их в качестве задания диспетчеру ПХГ или оператору. Наличие оперативной и объективной информации о функционировании каждой скважины позволяет геологу или технологу делать выводы об эффективности работы скважин и планировать мероприятия по их реконструкции, капитальному ремонту и ликвидации. Диспетчер (технолог) изменяет дебиты скважин в соответствии с полученным заданием путем управления регулирующей арматурой, установленной на газосборном пункте (ГСП) через АРМ АСУ ТП и контролирует изменение дебита на АРМ диспетчера. Накопленные результаты мониторинга дают

РИС. 3. Организация беспроводных сенсорных сетей



возможность обеспечить контроль последовательности действий персонала по управлению контрольными и управляющими узлами на линии «скважина – газосборный пункт» для любого интервала времени, включая и случаи возможного возникновения нештатных ситуаций, что повышает безопасность эксплуатации подземного хранилища газа и месторождений. Установка датчиков и маршрутизаторов БСС приведена на фото 5.

На основе базового оборудования АСОИ «Скважина» в настоящее время организовано управление более чем 150 скважинами подземного хранилища газа (ПХГ) в России, Беларуси и Украине с общим количеством датчиков более 820. Для организации измерений не требуется получение специальных разрешений и лицензий, отсутствует необходимость прокладки кабельных линий связи и электроснабжения, поскольку всё оборудование имеет встроенное батарейное питание со сроком эксплуатации не менее полутора лет для условий Крайнего Севера.

Одним из важнейших технологических параметров работы скважины является своевременное обнаружение в газовом потоке твёрдых фракций (песка), выносимых из скважины. Регистрация в реальном времени наличия песка в газовом потоке базируется на акустико-эмиссионном эффекте от соударения песчинок со

стенками трубы. Наличие зоны чувствительности облегчает проблему избирательности событий, не связанных с шумом песка. Регистрация сигнала, вызванного соударением песчинок, позволяет в режиме реального времени получать непрерывный тренд изменения концентрации песка в газе. Успешные результаты, полученные в ходе пилотных испытаний образцов датчиков на скважинах Увязовского подземного хранилища ООО «Газпром ПХГ», а также скважинах месторождений ООО «Газпром добыча Надым», позволили включить в состав комплекта положительно зарекомендовавшие себя датчики «Кадет». Технические решения, защищены патентами на изобретение и полезную модель. На рис. 3 приведена организация беспроводных сенсорных сетей на базе АСОИ «Скважина».

В ряде случаев для скважин, не имеющих стационарных систем мониторинга, например, в процессе их ввода в эксплуатацию после проведения буровых или ремонтных работ, необходимо провести замеры приустьевых параметров в течение ограниченного времени от нескольких часов до нескольких десятков дней.

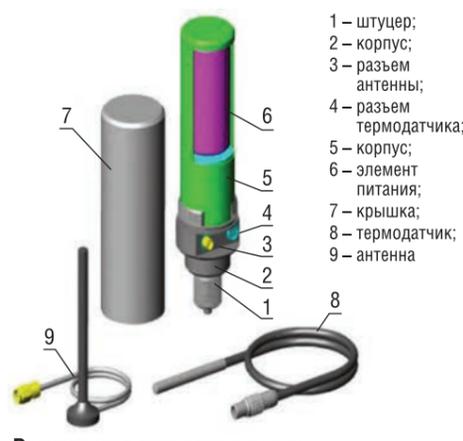
Для проведения таких измерений создан мобильный комплекс мониторинга (МКМ) «Парус». Мобильный комплекс построен на принципах беспроводных сенсорных сетей (БСС) с применением модулей системы АСОИ «Скважина».

Особенностью сенсорных сетей является способность системы к динамической самостоятельной организации сети передачи данных, в отличие от большинства беспроводных измерительных приборов, которые требуют наличия прямой видимости между прибором и центральной приёмной станцией. Применяемые решения позволяют обеспечить возможность самоорганизации системы по сбору и передаче промысловых данных. Включенные в работу узлы самостоятельно находят территориально близко расположенных «соседей» и устанавливают радио соединение, что позволяет оперативно разворачивать подобные сети в самых труднодоступных местах и сложных условиях в сжатые сроки.

Связь между модулями системы осуществляется на разрешённых частотах для систем контроля и не требует получения специальных разрешений. Компоненты системы позволяют создавать энергонезависимые сети сбора информации до тысяч точек контроля при их территориальном распределении на площади до 100 кв. км и обеспечении расстояния между этими точками до 2 км. С применением выносных узконаправленных антенн дальность передачи данных увеличивается до 15 км. Количество и набор установленных измерительных датчиков определяется для каждой скважины индивидуально. Подобные системы сегодня нашли широкое применение при реконструкции месторождений и предназначены для:

- обеспечения контроля и мониторинга технологических параметров объектов (скважин) в условиях отсутствия постоянного энергоснабжения (давления, перепада давления, температуры, уровня жидкости, наличия твердых примесей, вибрации, влажности и др.);
- периодического измерения параметров эксплуатационных скважин в точках измерений и заданного временного интервала, периодичности;
- оперативной передачи данных по каналам наземной радиосвязи на центральный пункт;

ФОТО 6. Оборудование телеметрии комплексов «РТП-04» и «Стел АП»



- 1 – штуцер;
- 2 – корпус;
- 3 – разъем антенны;
- 4 – разъем термодатчика;
- 5 – корпус;
- 6 – элемент питания;
- 7 – крышка;
- 8 – термодатчик;
- 9 – антенна

Регистратор технологических параметров РТП-4



- надежного функционирования системы в условиях естественного уровня радиопомех и пиковых нагрузок в сотовых сетях;
- автоматического использования канала гарантированной доставки в случае отсутствия или нарушений в каналах оперативной связи;
- сбора, систематизации и анализа получаемой информации, визуализации на местах;
- обеспечения взаимодействия «человек – машина» с использованием АРМ специалиста геологической службы СПХГ, ДКС, ГСС, кустов скважин и др. объектов;
- формирования отчетов о значениях параметров эксплуатационных скважин;
- накопления информации о режимах работы скважин для анализа и эксплуатации.

Первоначально разработанные для военного применения энергонезависимые системы телеметрии с недавних пор стали широко использоваться для автоматизации различных нефтегазовых объектов, а среди отечественных и зарубежных наиболее широко известны системы следующих производителей (фото 6):

- СТН-3000 производства АО «Атлантик Трансгаз Система» (Российская Федерация, г. Москва);
- РТП-04 производства ООО НПЦ «Знание» (Российская Федерация, г. Сергиев Посад, Московской области);

- Системы «ГиперФлоу – АССД» производства ООО «НПФ «Вымпел» (Российская Федерация, г. Саратов);
- АСОИ «Скважина» производства ЗАО «Объединение БИНАР» (Российская Федерация, Нижегородская область, г. Саров);
- АПК «Стел» производства Группы Компаний «Турботрон» (Российская Федерация, г. Ростов-на-Дону);
- Беспроводные контрольно-измерительные приборы OneWireless фирмы «Honeywell International» (США, штат Нью Джерси, г. Морристаун);
- Беспроводные контрольно-измерительные приборы фирмы «Yokogawa Electric Corporation» (Япония, г. Токио);
- Беспроводные контрольно-измерительные приборы SmartWireless фирмы «Emerson Process Management» (США, штат Миссури, г. Сент-Луис) и другие решения.

Для автоматического контроля и управления режимами работы

РИС. 4. Модуль технических средств скважинного оборудования



газовых скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами, эксплуатация которых осложнена скоплениями жидкости на забое, в настоящее время применяется типовой автономный энергетический комплекс АЭК «Вымпел» с резервным источником питания (модуль энергетический) на базе управляемого генератора подземного базирования мощностью 5 кВт, приведенный на рис. 4. Варианты ветро- и солнечной генерации приведены на фото 7.

Анализ применяемых решений по телемеханизации и телеметрии скважин позволяет выработать оптимальный алгоритм выбора типового решения, разработать систему классификации скважин и газосборных сетей (ГСС) месторождений. Схема принятия решения (типовой алгоритм) приведена на рис. 5 согласно принятых [7]:

- СТО Газпром. 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий;
- СТО Газпром. 2-2.3-934-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием средств телемеханики.

В СТО приведены типовые требования, обеспечивающие выполнение задач и функций управления и выбор типовых технических решений.

ФОТО 7. Варианты возобновляемой энергогенерации Контролируемого пункта



Классификация скважин проводится по алгоритму с учетом ряда факторов (рис. 5):

- конструктивных и технологических особенностей скважин, расстояний между устьями в группе скважин;
- схем расположения скважин, технологической схемы сборных сетей, организации схемы передачи данных; вида добываемой продукции, значения дебитов скважин;
- этапов инвестирования (строительство или реконструкция), возможностей благоустройства и наличия инфраструктуры;
- наличия в добываемой продукции сероводорода, необходимости применения специального оборудования аварийной защиты и исполнения оборудования автоматизации;

- наличия возможности обеспечения внешнего постоянного электроснабжения и возможных видов генерации электроэнергии по месту;
- климатического района расположения объекта, требований к климатическому исполнению оборудования и др. ограничительным условиям.

Сравнение затрат по обустройству с применением энергонезависимых решений и стандартных подходов показывает возможность обеспечить экономию порядка 60% от объема первоначальных капитальных вложений и сокращение сроков проведения работ по автоматизации объектов. Это достигается за счет экономии затрат на проведение изыскательских работ и получение разрешений на землеотводы, незначительные объемы проектных, строительно-монтажных

работ в связи с отсутствием работ по коммуникациям и энергоснабжению, значительное снижение эксплуатационных и транспортных издержек, сокращение объемов планово-предупредительных работ.

Опыт применения аналогичных систем на месторождениях подтвердил, что в технологическом комплексе «пласт – скважина – ГСС – УКПГ» применение беспроводных технологий обеспечивает возможность организации ситуационного управления фондом скважин в сжатые сроки при существенном ограничении необходимого финансирования.

Одним из методов повышения надежности и живучести газоносного пласта является создание средств оперативного измерения параметров в области призабойных зон скважин в

РИС. 5. Алгоритм выбора типового решения по автоматизации скважин



ФОТО 8. Варианты автономного энергоснабжения: аккумуляторы, солнечная генерация



текущем режиме. Применение таких средств позволяет проводить автоматизированные газодинамические исследования (ГДИ) без выпуска газа в атмосферу в режиме реального времени. Для решения данной задачи был разработан энергонезависимый метод передачи информации на основе беспроводного канала при помощи акустических колебаний [8].

В период опытной эксплуатации комплектом телеметрического оборудования «Сириус-КГС» было выполнено и обработано более 80 измерений на действующих скважинах (глубина ~ 912 м) Комсомольского ГП ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Оборудование телемеханики осуществляет при этом сбор параметров со всего куста газовых скважин и обеспечивает передачу информации на верхний уровень телемеханики, в том числе, и временно отложенную или искаженную по техническим причинам.

Достоинством энергонезависимых решения является возможность реализации основных функций контроля и управления скважиной без внешнего энергоснабжения на основе применения возобновляемых источников электроснабжения – солнечной и ветровой генерации, термогенераторов, а также постоянных источников электроснабжения на базе дизельных источников и электрогенераторов, изотопных источников и аккумуляторных батарей. Возможно применение и других источников на основе возобновляемых и нетрадиционных источников электроэнергии (фото 8). Часть реализуемых функций по энергоснабжению

связана с энергозатратами на обогрев оборудования, управление фонтанной и силовой арматурой, обеспечение электрохимической защиты (ЭХЗ), обеспечение работоспособности систем обнаружения утечек и организацию каналов связи, диагностику оборудования. Создание интеллектуальных (цифровых) скважин уже является порой частным понятием «интеллектуального месторождения» или «цифрового месторождения», что не соответствует требованиям к автоматизированному (цифровому) газовому промыслу [9–12].

Технология дистанционного (цифрового) управления позволяет обеспечить оперативную динамическую оптимизацию и повышение качества управления процесса добычи за счет алгоритмического формирования управляющих воздействий (рис. 8).

В этом процессе изменения качества управления обеспечиваются в реальном времени:

- Автоматизированная подстройка и обеспечение адекватности построенной геолого-технологической модели фактическим показателям промысла;
- Автоматизированный расчет материального баланса по скважинам и управление режимами кустов скважин, промыслами и месторождением в целом;
- Учет ресурсов, планирование работ, оформление отчетных форм с учетом целевых показателей согласно принятой бизнес-модели и ранжирования показателей;
- Оптимизация распределения нагрузки по скважинам, агрегатам и установкам, планирование

и организация работ по ремонту, обслуживанию и интенсификации;

- Адаптацию системы управления режимами (СУР) месторождения в реальном масштабе времени, соответствие фактическим показателям моделям рисков и режимов;
- Обеспечение технологической и экологической безопасности месторождения.

Базовым трендом для цифровых технологий является повторяющийся коррекционный цикл управления: Измерение – Коррекция – Контроль – Прогноз – Воздействие – Контроль. При этом важно техническими средствами обеспечить возможность оперативных измерений, для анализа и оперативного регулирования балансов между месторождениями и отборами по кустам скважин и отдельным скважинам. Повышение качества и сроков принятия решений при разработке и эксплуатации газового месторождения обеспечивается за счет:

- получения качественной информации о работе пласта, скважинного и наземного технологического оборудования в реальном масштабе времени;
- диагностирования на базе полученной информации режимов работы скважин и установок, методов капитального ремонта;
- увеличения степени извлечения углеводородного сырья и дебита скважин путем оптимального управления гидродинамическими режимами, оптимальных методов воздействий на пласт.

Реализация цифровых технологий на стадии падающей добычи позволяет рационально использовать остаточное пластовое давление и обеспечить получение дополнительного экономического эффекта. Цифровая модернизация добычи нефти и газа в режиме реального времени увеличит годовую добычу нефти в 2024 году на 25–30 миллионов тонн нефти и 20–25 миллиардов кубометров газа; запасы легкой нефти и сухого газа на 3–8% [13, 14].

Основной задачей цифровой модернизации нефтегазовой отрасли является снижение

капитальных и эксплуатационных затрат и увеличение эффективности добычи нефти и газа. Цифровая трансформация затрагивает не только производственную деятельность, но и меняет в процессе внедрения организационные структуры, бизнес, а также имеющиеся социальные и образовательные модели. Мероприятиями в рамках государственной и отраслевой политики при этом являются:

- Анализ нормативной деятельности в области инвестиций, обновление имеющейся базы с учетом мировых практик и технологий будущего;
- Создание технологических проектных и инженерных консорциумов, что определяется возрастающей сложностью компетенций и инженерных задач, необходимостью выполнения работ в длительной перспективе 2025–2030 гг.;
- Развитие инженерного образования и компетенций специалистов.

Можно ожидать, что не менее 10% от общего количества эксплуатируемых нефтегазовых месторождений будут охвачены цифровыми технологиями нефтегазового производства к 2023–2025 году.

Разработанные энергонезависимые беспроводные решения могут быть также успешно применены для объектов добычи и транспорта газа, нефти и нефтегазоперерабатывающих заводов, химических и других производственных комплексов, имеющих территориально распределенные объекты и отсутствие развитой инфраструктуры, а также иметь применение в сфере ЖКХ и системах мониторинга строительных сооружений и промышленных объектов. Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов «цифрового» месторождения на нефтегазовых объектах, что обеспечивает в процессе эксплуатации увеличение извлекаемых запасов газонефтедобычи не менее 10%, уменьшение времени простоев скважин порядка 50% от начального уровня и сокращение операционных затрат около 10–25%.

Литература

1. А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера. ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, 230 с.
2. Н.А. Еремин. Информационные технологии и автоматизация в нефтегазовой отрасли. Газовая промышленность № 5/674/2012, с. 2–4.
3. Н.А. Еремин, В.Е. Столяров. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 6 с. 54–61. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-6-54-61>.
4. В.Е. Столяров, С.В. Ларцов, И.А. Дяченко, В.М. Карюк. Организация АСУ ТП распределенных объектов на основе беспроводных сенсорных сетей // Экспозиция Нефть Газ, № 3, 2013, с. 29–33.
5. В.М. Карюк, С.В. Мороз, А. В. Колмаков. Применение мобильного беспроводного измерительного комплекса для регистрации выноса песка из газопромысловых скважин // Экспозиция Нефть Газ. № 1 (47) 2016. с. 67–70.
6. В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, В.Е. Столяров, И.А. Дяченко. Газовая скважина как объект автоматизации в современных условиях // Газовая промышленность, № 10 / 713 / 2014 г., с. 52–57.
7. СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий.
8. <http://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/>.
9. В.Е. Столяров. Концепция обустройства месторождений, реализованных на принципах малолюдных технологий (интеллектуальное месторождение) // Сборник докладов. Материалы V Международной конференции. Современные технические инновационные решения, направленные на повышение эффективности реконструкции и технического перевооружения объектов добычи углеводородного сырья. Москва 10–13 октября 2016 г. С. 15–28. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, 2016.
10. А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин. Цифровая модернизация нефтегазовой экосистемы – 2018 // Актуальные проблемы нефти и газа, 2018, № 2 (21), с. 1–12. <https://doi.org/10.29222/tpng.2018-5712.2018-21.art2>.
11. Zaini M.Z., Du K., Zhu M., Feng L.J., Yang H.H., Wei L. & Liu Y. (2019, March 22). Yanbei-Unlocking the Tight Gas Green Field Development Potential Through Integrated Technology Application. International Petroleum Technology Conference.
12. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 44–49.
13. Yang X., Bello O., Yang L., Bale D., & Failla R. (2019, March 22). Intelligent Oilfield – Cloud Based Big Data Service in Upstream Oil and Gas. International Petroleum Technology Conference.
14. Еремин Н.А., Еремин Ал.Н. Цифровой двойник в нефтегазовом производстве // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12 (217). С. 14–17.

KEYWORDS: oil and gas fields, wireless solutions, oil and gas production, gas well management, infrastructure monitoring.

РИС. 6. Структурная схема управления интеллектуальным месторождением



УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЪЕМОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В МАСШТАБЕ ПОР:

метод разбиения на подкубы при выделении поросетевых моделей

Лаврухин Ефим Валерьевич,
аспирант,
Московский государственный университет
им. М.В. Ломоносова,
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

Карсанина Марина Владимировна,
к.ф.-м.н.,
старший научный сотрудник,
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

Измаилов Алексей Феридович,
д.ф.-м.н.,
профессор кафедры исследования
операций МГУ им. М.В. Ломоносова

Герке Кирилл Миронович,
к.ф.-м.н.,
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
Институт динамики геосфер РАН,
Институт почвоведения РАН
им. В.В. Докучаева,
Казанский федеральный университет,
Московский физико-технический институт

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРАЗЦОВ КЕРНА НЕОБХОДИМО ДЛЯ УСПЕШНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ПОСТРОЕНИЯ И УТОЧНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ПОНИМАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДИК ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (МУН) С ПОСЛЕДУЮЩИМ ИХ ВНЕДРЕНИЕМ. ТАКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В МАСШТАБЕ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА И ВЫБУРЕННЫХ ИЗ НЕГО ЦИЛИНДРОВ ДИАМЕТРОМ ~4 СМ ТРАДИЦИОННО ПРОИЗВОДЯТСЯ НА ОСНОВЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ И НЕГЛАСНО СЧИТАЮТСЯ ЭТАЛОНОМ. НО ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИМЕЮТ РЯД НЕТОЧНОСТЕЙ. КАКИЕ МЕТОДИКИ СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ И УЛУЧШЕНИЯ ПАРАМЕТРИЗАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ?

CORE SAMPLES FILTRATION CHARACTERISTICS INVESTIGATION IS NECESSARY FOR THE SUCCESSFUL DEVELOPMENT OF FIELDS – BUILDING AND REFINING THE HYDRODYNAMIC MODEL, AS WELL AS FOR UNDERSTANDING THE EFFECT OF VARIOUS ENHANCED OIL RECOVERY TECHNIQUES (EOR) WITH THEIR SUBSEQUENT IMPLEMENTATION. SUCH STUDIES ON THE SCALE OF FULL-SIZED CORE AND CYLINDERS DRILLED FROM IT WITH A DIAMETER OF ~ 4 CM ARE TRADITIONALLY MADE ON THE BASIS OF LABORATORY MEASUREMENTS AND ARE SECRETLY CONSIDERED TO BE THE STANDARD. BUT LABORATORY METHODS HAVE A NUMBER OF INACCURACIES. WHAT TECHNIQUES DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER FOR SOLVING ACTUAL PROBLEMS OF INCREASING PRODUCTION AND IMPROVING THE PARAMETERIZATION OF HYDRODYNAMIC MODELS TODAY?

Ключевые слова: численное моделирование, разработка месторождений, гидродинамическая модель, методы увеличения нефтеотдачи, поросетевые модели.

Введение

С развитием цифровых технологий, в последние 10–20 лет идеи цифрового ядра (получения свойств на основе моделирования в масштабе пор) получает все большее внимание за рубежом и в России, но по-прежнему вызывает скептицизм у специалистов производства. Исследования последних лет указывают на множественные неточности лабораторных методов, в том числе:

- 1) специфические ошибки измерений^{1,2};
- 2) изменения в структуре, в том числе за счет самофильтрации и разрушения образца³, что определяет невозможность работы с неконсолированными породами;
- 3) проблемы с измерениями на образцах нецилиндрической формы, например, шлам⁴;
- 4) сложности с измерением тензорных свойств⁵;
- 5) невозможность создавать условия, соответствующие реальным условиям в глубине месторождений;
- 6) невозможность оценки представительности образца или перемасштабирования свойств без описания статистических дескрипторов его структуры^{6,7}.

Часто подобные проблемы проявляются совместно и их очень тяжело разделить, например, последние результаты указывают на значительные ошибки экспериментальных данных в случае если керновый материал не ориентирован⁸ ввиду квазиодномерности всех измерений, а измерение тензорных свойств для анизотропных пород-коллекторов представляется невозможным ввиду неосуществимости в лаборатории требуемых граничных условий⁹. Влияние граничных условий на тензор проницаемостей. Это, в свою очередь, не позволяет осуществить

ФАКТЫ

Методы

на основе поросетевых моделей позволяют проводить моделирование в масштабе пор быстрее и на больших объемах

физически-обоснованный апскейлинг фильтрационных характеристик¹⁰ до размера ячейки гидродинамического симулятора.

Для моделирования одно- и многофазной фильтрации в масштабе пор – подхода, который позволяет обойти все выше обозначенные проблемы лабораторных измерений, – существует целый набор различных методик, которые мы будем называть прямыми, т.е. оперирующими

¹ Diamond S., 2000. Mercury porosimetry: an inappropriate method for the measurement of pore size distributions in cement-based materials. *Cem. Concr. Res.* 30, 1517–1525. doi:10.1016/S0008-8846(00)00370-7.

² Сапек Р., Веселý М., Хејтманек В., 2014. On the measurement of transport parameters of porous solids in permeation and Wicke-Kallenbach cells. *Chem. Eng. Sci.* 118, 192–207. doi:10.1016/j.ces.2014.07.039.

³ Dikinya O., Hinz C., Aylmore G., 2008. Decrease in hydraulic conductivity and particle release associated with self-filtration in saturated soil columns. *Geoderma* 146, 192–200. doi:10.1016/j.geoderma.2008.05.014.

⁴ Gerke K.M., Vasilyev R.V., Korost D.V., Karsanina M.V., Balushkina N., Khamidullin R., Kalmikov G.A., Mallants D. Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory to pore-scale modeling. *SPE 167058 Technical paper*, presented at SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition, 11–13 November 2013, Brisbane, Australia. DOI: 10.2118/167058-MS.

⁵ Renard P., Genty A., Stauffer F., 2001. Laboratory determination of the full permeability tensor. *J. Geophys. Res. Solid Earth* 106, 26443–26452. doi:10.1029/2001JB000243.

⁶ Karsanina M.V., Gerke K.M., 2018. Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. *Physical Review Letters*, 121 (26), 265501. DOI: 10.1103/PhysRevLett.121.265501.

⁷ Gerke K., Karsanina M., Khomyak A., Darmaev B. and Korost D., 2018a, October. Tensorial Permeability Obtained from Pore-Scale Simulations as a Proxy to Core Orientation in Non-Aligned Rock Material. In *SPE Russian Petroleum Technology*.

⁸ Gerke K., Karsanina M., Khomyak A., Darmaev B. and Korost D., 2018a, October. Tensorial Permeability Obtained from Pore-Scale Simulations as a Proxy to Core Orientation in Non-Aligned Rock Material. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/191661-18RPTC-MS.

⁹ Герке К.М., Сизоненко Т.О., Карсанина М.В., Кацман П., Корост Д.В. (2019). Влияние граничных условий на тензор проницаемостей. In *ГеоЕвразия 2019. Современные методы изучения и освоения недр Евразии* (pp. 474–477).

¹⁰ Sedaghat M.H., Gerke K., Azizmohammadi S. & Matthai S.K. (2016). Simulation-based determination of relative permeability in laminated rocks. *Energy Procedia*, 97, 433–439.

непосредственно на цифровой геометрии строения моделируемой породы и решающие уравнение Навье-Стокса или его упрощения/модификации. Среди наиболее популярных отметим:

- решеточный метод Больцмана¹¹;
- конечно-разностные или конечно-объемные схемы и метод объема жидкости volume of fluid¹²;
- методы сглаженных частиц¹³;
- конечно-разностные решатели¹⁴;
- метод уровня level-set¹⁵;
- метод фазы phase-field¹⁶
- функционала плотности¹⁷.

Каждый из этих методов обладает своими плюсами и минусами и при этом активно развиваются, поэтому установить «оптимальный» не представляется возможным. Выбор метода должен определяться конкретной решаемой задачей. Большинство подходов доступны в виде свободных или коммерческих пакетов. Однако все перечисленные методики обладают целым рядом недостатков, которые и вызывают скептицизм специалистов или критику «лабораторщиков»:

- 1) слишком маленький размер домена моделирования (обычно около 1–2 мм³ или 700³ вокселей), а в случае многофазной фильтрации требуются высокопроизводительные ресурсы кластеров и суперкомпьютеров;
- 2) значительное влияние качества входного изображения (разрешения съемки) на результаты моделирования¹⁸;
- 3) неоднозначность обработки изображений пород-коллекторов с конечным разрешением съемки (сегментация).

При этом две последние проблемы хотя и имеют решения за счет совмещения разномасштабных изображений¹⁹, полученных на основе макро- и микротомографии, и РЭМ изображений²⁰ – это лишь увеличивает проблему номер один с размерами домена моделирования. При этом возможность повышения качества изображений за счет многомасштабных исследований²¹ и стохастических реконструкций^{22,23,24,25} в настоящее время не вызывает сомнений, хотя следует отметить, что подобные технологии пока еще недостаточно вычислительно эффективны для рутинных исследований.

В отличие от методов прямого моделирования, использующих воксельные 3D-изображения^{26,27}, методы на основе поросетевых моделей^{28,29,30,31} позволяют проводить моделирование в масштабе пор гораздо быстрее и на больших объемах. По сравнению с прямыми методами, моделирование в поросетевых моделях позволяет обобщать репрезентативные объемы породы (вплоть до полноразмерного зерна) на обычных ПК, при этом за счет аналитических расчетов положения менисков (без расчетной сетки) и возможности создания многомасштабных поросетевых моделей решаются и выше обозначенные проблемы 2) и 3). Несмотря на

ФАКТЫ

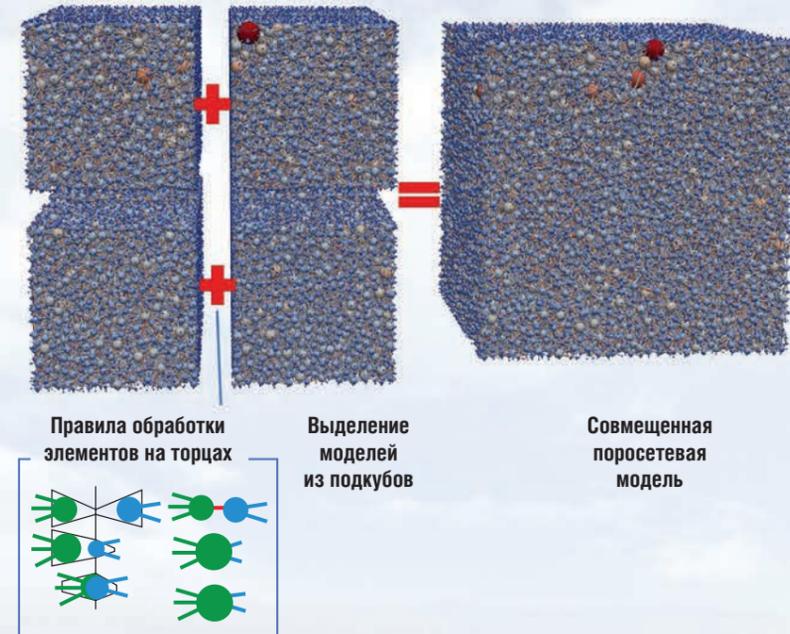
700³

ВОКСЕЛЕЙ

размер изображения
песчаника, на
котором проводилось
тестирование
методики

вычислительную эффективность, перед тем как проводить численные исследования, необходимо экстрагировать поросетевую модель из 3D-изображений пористой среды. Эта процедура сама по себе довольно требовательна к ресурсам, а особенно к памяти RAM. Вычислительная эффективность особенно критична при расчете фильтрационных характеристик для сложно построенных иерархических образцов пористых сред^{32,33,34},

РИС. 1. Схема выделения поросетевой модели с разбиением на подкубы



цифровая модель которых строится по набору разномасштабных изображений. Но изображения более 500–1000³ вокселей (в зависимости от метода экстракции) уже не помещаются в память обычного ноутбука. По этой причине стоит актуальная проблема понижения требований к вычислительным ресурсам, которую мы предлагаем решать с помощью разбиения на подкубы.

Таким образом, целью настоящей статьи является продемонстрировать возможности повышения объемов моделируемых объемов без увеличения вычислительных мощностей, а также обсуждение будущего цифровых технологий и их возможностей для решения самых актуальных задач повышения добычи углеводородов.

Методика

Выделение поросетевой модели представляет собой упрощение геометрии породы, что позволяет затем в поросетевом симуляторе вычислительно эффективно рассчитывать передвижение менисков на основе задаваемых граничных условий³⁵. В идеале выделенная модель должна сохранять топологию (связность) пустотного пространства, при этом упрощая геометрию необходимо соблюдать компромисс между простотой (скорость моделирования фильтрации) и точностью (достоверность моделирования). Существует целый набор различных подходов к экстракции поросетевой модели:

- 1) на основе выделения и анализа так называемых медианных линий или скелетона пустотного пространства^{36,37,38}
- 2) метод вписанных сфер^{39,40,41}
- 3) на основе алгоритма водораздела^{42,43,44}.

Многие из недавно разработанных методик комбинируют эти классические основы в гибридные методы^{45,46,47}.

В настоящей работе для выделения поросетевых моделей использовался гибридный метод на основе вписанных сфер и медианных линий нашего коллектива⁴⁶. Сразу отметим, что разработанная методика разбиения домена моделирования на подкубы универсальна и работает с любой методикой выделения поросетевой модели с разделением пустотного пространства на поры (большие объемы пустотного пространства) и перешейки (элементы наименьшего сечения между порами).

Суть предлагаемого метода проста и впервые была предложена нашим коллективом⁴⁸ – кубический (методика может быть усовершенствована до доменов любой формы с произвольным разбиением) домен (3D-изображений строения образца в виде вокселей пор и твердого вещества) разбивалось на подкубы равного размера.

- ³⁵ Patzek T. and Kristensen J. (2001) Shape factor correlations of hydraulic conductance in noncircular capillaries: II. Two-phase creeping flow. *Journal of Colloid and Interface Science* 236(2), 305–317. DOI: 10.1006/jcis.2000.7414.
- ³⁶ Lindquist W.B., Venkatarangan A., Dunsmuir J. & Wong T.F. (2000). Pore and throat size distributions measured from synchrotron X-ray tomographic images of Fontainebleau sandstones. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 105(B9), 21509–21527.
- ³⁷ Prodanović M., Lindquist W.B. & Seright, R.S. (2007). 3D image-based characterization of fluid displacement in a Berea core. *Advances in Water Resources*, 30(2), 214–226.
- ³⁸ Jiang Z., Wu K., Couples G., Van Dijke M., Sorbie K. and Ma J. (2007) Efficient extraction of networks from three dimensional porous media. *Water Resources Research* 43(12), W12S03. DOI: 10.1029/2006wr005780.
- ³⁹ Silin D. and Patzek T. (2006) Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. *Physica A: Statistical mechanics and its applications* 371(2), 336–360. DOI: 10.1016/j.physa.2006.04.048.
- ⁴⁰ Dong H. & Blunt M.J. (2009). Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Physical Review E*, 80(3), 036307.
- ⁴¹ Arand, F., & Hesser, J. (2017). Accurate and efficient maximal ball algorithm for pore network extraction. *Computers & Geosciences*, 101, 28–37.
- ⁴² Sheppard A.P., Sok R.M. & Averdunk H. (2005, August). Improved pore network extraction methods. In *International Symposium of the Society of Core Analysts* (Vol. 2125).
- ⁴³ Rabbani A., Jamshidi S. & Salehi S. (2014). An automated simple algorithm for realistic pore network extraction from micro-tomography images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 123, 164–171.
- ⁴⁴ Gostick J.T. (2017). Versatile and efficient pore network extraction method using marker-based watershed segmentation. *Physical Review E*, 96(2), 023307. Versatile and efficient pore network extraction method using marker-based watershed segmentation. *Physical Review E*, 96(2), 023307.
- ⁴⁵ Yi Z., Lin M., Jiang W., Zhang Z., Li H. & Gao J. (2017). Pore network extraction from pore space images of various porous media systems. *Water Resources Research*, 53(4), 3424–3445.
- ⁴⁶ Miao X., Gerke K.M., Sizonenko T.O., 2017. A new way to parameterize hydraulic conductances of pore elements: A step forward to create pore-networks without pore shape simplifications. *Adv. Water Resour.* 105, 162–172. doi:10.1016/j.advwatres.2017.04.021.
- ⁴⁷ Raeini A.Q., Bijeljic B. & Blunt M. J. (2017). Generalized network modeling: Network extraction as a coarse-scale discretization of the void space of porous media. *Physical Review E*, 96(1), 013312.
- ⁴⁸ Sizonenko T.O., Karsanina M.V., Bayuk I.O., Gerke K.M. (2017). Domain decomposition approach to extract pore-network models from large 3D porous media images. In *EGU General Assembly Conference Abstracts* (Vol. 19, p. 15463).

ТАБЛИЦА 1. Сравнение общего количества пор и перешейков, а также абсолютной проницаемости поросетевых моделей, выделенных из образца песчаника с разбиением на подкубы и без

Размер подкуба, воксель	Проницаемость, мД	Общее количество элементов в поросетевой модели, -
700 ³ (без разбиения)	794	412271
350 ³	829	413740
175 ³	871	418985

Из каждого подкуба выделялись поросетевые модели на основе гибридного метода, которые потом соединялись в единую поросетевую модель на основе набора специализированных правил. Правила соединения элементов на границах подкубов можно условно разбить на три:

- слияние пор на границах,
- установление перешейка между двумя порами на границе,
- слияние двух перешейков.

Выбор правил и параметризация соединенных или новых элементов поросетевой модели проводится за счет анализа приграничной зоны. Схематичное изображение реализации методики показано на рис. 1.

Тестирование методики проводилось на изображении песчаника (Западная Сибирь) размером 700³ вокселей. Изображение было получено с помощью рентгеновской микротомографии с разрешением 5,1 мкм на воксель, при этом точность сегментации (разделения на поры и твердую фазу) для этого песчаника определялось на основе дополнительных исследований, в том числе лабораторных измерений пористости, эффективной пористости и капиллярной кривой⁴⁹. Бинаризованное изображение подавалось на вход разработанного нами программного модуля, написанного на C++, в формате «.raw». Выделенная сетевая модель сохранялась в формате «statoil» и использовалась в виде входных данных в классическом симуляторе Valvatne⁵⁰. Также модель записывалась в формате «.vtk» для визуализации в стиле, вдохновленном пакетом OpenPNM⁵¹. Мы провели моделирование однофазную и двухфазную фильтрации в выделенных поросетевых моделях и рассчитывали абсолютную проницаемость, капиллярные кривые и относительные проницаемости в цикле дренажа и пропитки. Дренаж начинался от полного насыщения водой, а пропитка – после полного первичного вытеснения воды нефтью. При моделировании использовались следующие параметры: песчаник считался смачиваемым водой (случайное распределение контактных углов между водой и стенками пор = 0–30°), поверхностное натяжение между нефтью и водой 30 мН/м, вязкость воды 0,00098 Па·с, вязкость

нефти 0,00139 Па·с, плотность воды и нефти 1000 и 850 кг·м⁻³ соответственно.

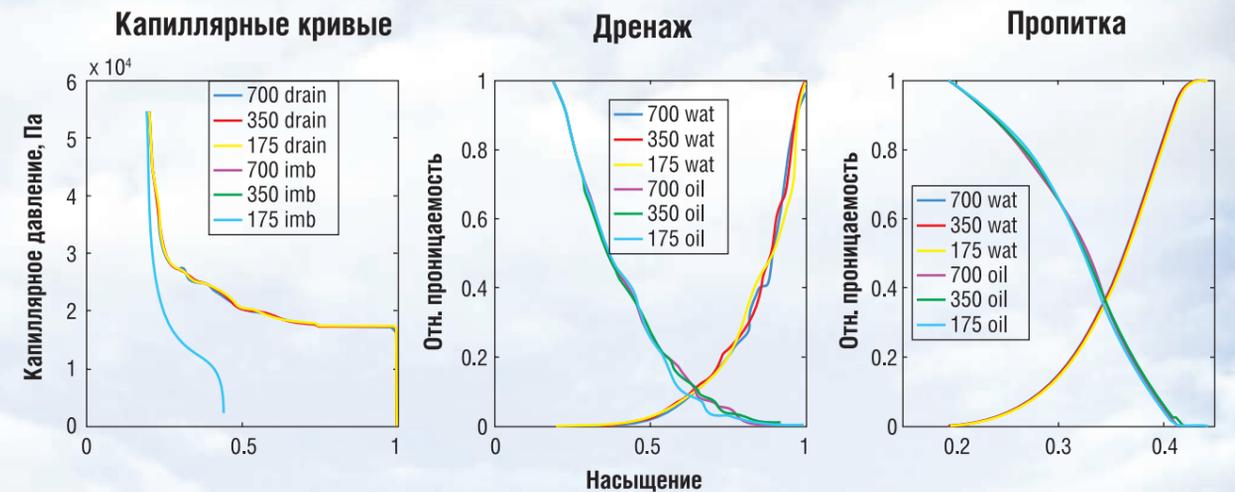
Для верификации методики мы сравнивали расчетные проницаемости, относительные проницаемости и капиллярные кривые, а также общее количество пор и перешейков для поросетевых моделей выделенных без разделения на подкубы (весь образец целиком) и с разбиением на подкубы размером 300³ и 175³ вокселей.

Результаты и обсуждение

На основе сравнения всех выбранных метрик для верификации методики можно с уверенностью заключить, что все получаемые результаты незначительно зависят от разбиения. Так, разница в проницаемости и общем количестве пор и перешейков в зависимости от разбиения на подкубы показана в таблице 1. При разбиении изначального объема в 700³ вокселей изменение проницаемости составило не более 15%, а количество элементов поросетевой модели менялось незначительно. Характеристики многофазной фильтрации незначительно, что показано на рис. 2. Ключевым результатом является значительное снижение требуемых вычислительных ресурсов, в том числе RAM, которое было линейно пропорционально соотношению подкуба к объему всего домена. Отдельно отметим, что простое соединение подкубов перешейками без использования правил на рис. 1 приводит к значительному ухудшению статистики в таблице 1.

Следует отдельно отметить, что все современные поросетевые симуляторы обладают рядом недостатков – они либо слишком

РИС. 2. Примеры получаемых относительных проницаемостей и капиллярных кривых при разбиении куба в 700³ вокселей на подкубы размерами 300³ и 175³ вокселей



упрощают геометрию поровых элементов, либо не учитывают целый ряд топологически нетривиальных конфигураций при фильтрации. Так, в основе современных симуляторов лежит так называемая C-T-S модель, которая аппроксимирует положение менисков внутри пор и их гидравлические свойства^{35,52}, предполагая их круглую, треугольную или квадратную формы (отсюда аббревиатура от circle-triangle-square). Несмотря на последующие модификации с помощью формы многоконечной звезды⁵³, было показано, что все эти модели не могут описать всех необходимых зависимостей даже для однофазного течения⁴⁶. При этом нашим коллективом было предложено эффективное решение на основе прямого моделирования и машинного обучения. На основе самого продвинутого метода выделения поросетевых моделей⁹ мы обнаружили, что часто наблюдаются топологические конфигурации (например, более одного перешейка между порами или пересекающиеся срезы перешейков⁵⁴, которые не могут быть учтены в современных симуляторах. Для устранения всех этих недостатков поросетевых моделей наша группа ведет разработку симулятора нового поколения.

Заключение

На основании результатов (таблица 1 и рис. 2) и незначительно меняющихся значений проницаемости при выделении с разбиением на подкубы можно заключить, что методика отлично подходит для понижения вычислительных ресурсов при выделении поросетевых моделей, а также представляет собой задел для реализации параллельной методики выделения таких модели.

С учетом скачков в развитии методов моделирования в масштабе пор, в том числе поросетевых моделей, появляется реальная возможность использования таких методик для решения актуальных задач повышения добычи

ФАКТЫ

C-T-S

МОДЕЛЬ

лежит в основе современных симуляторов, которая аппроксимирует положение менисков внутри пор и их гидравлические свойства предполагая их круглую, треугольную или квадратную формы

ФАКТЫ

Не более

15%

составило изменение проницаемости при разбиении изначального объема в 700³ вокселя

и улучшения параметризации гидродинамических моделей. При этом симуляторы могут решать целый ряд ключевых задач (см. введение), которые невозможно исследовать в эксперименте. Предложенная в работе технология решает одну из основных проблем моделей в масштабе пор (требовательность к ресурсам при моделировании образцов больших объемов) и позволяет вывести поросетевые симуляторы на качественно новый уровень. ●

Благодарность

Совместная работа исследователей проводилась в рамках коллаборационной исследовательской группы FaT IMP (Flow and Transport in Media with Pores / Фильтрация и транспорт в пористой среде, www.porenetwork.com). Мы благодарим Тимофея Сизоненко за помощь в разработке кода на начальных этапах проекта.

Данные исследования были выполнены при поддержке гранта Российского научного фонда № 17-17-01310.

KEYWORDS: numerical modeling, field development, reservoir model, EOR, pore-network model.

⁴⁹ Korost D., & Gerke K.M. (2012, January). Computation of reservoir properties based on 3D structure of porous media. In SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/162023-MS.

⁵⁰ Valvatne P.H. and Blunt M.J. (2004) Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water Resources Research 40(7), W07406. DOI: 10.1029/2003wr002627.

⁵¹ Gostick J., Aghighi M., Hinebaugh J., Tranter T., Hoeh M.A., Day H., Spellacy B., Sharqawy M.H., Bazylak A., Burns A., Lehnert W., Putz A. (2016). OpenPNM: a pore network modeling package. Computing in Science & Engineering, 18(4), 60–74.

⁵² Patzek T.W. and Silin D.B. (2001) Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries I. One-phase creeping flow. Journal of Colloid and Interface Science 236(2), 295–304. DOI: 10.1006/jcis.2000.7413.

⁵³ Ryazanov A., van Dijke M.J.J. and Sorbie K.S. (2009) Two-phase pore-network modelling: Existence of oil layers during water invasion. Transport in Porous Media 80(1), 79–99. DOI: 10.1007/s11242-009-9345-x.

⁵⁴ Kim J.W., Kim D., & Lindquist W.B. (2013). A re-examination of throats. Water resources research, 49(11), 7615–7626.

КАЛИБРОВКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

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

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ УЛУЧШАЕТСЯ КАЧЕСТВО МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ОПИСАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ, ПРОТЕКАЮЩИХ В ПЛАСТЕ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТОЙ ИЛИ ИНОЙ ТЕХНОЛОГИИ БЛАГОДАРЯ ПРИМЕНЕНИЮ ИНСТРУМЕНТОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ОДНАКО, УЧИТЫВАЯ, ЧТО СЕГОДНЯ ОТСУТСТВУЮТ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ В РАМКАХ КОММЕРЧЕСКИХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ СИМУЛЯТОРОВ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ МОДЕЛИРОВАТЬ ЯВНО ТЕРМОУЛЬТРАЗВУКОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, В СТАТЬЕ ПРЕДПРИНЯТА ПОПЫТКА АДАПТАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИНСТРУМЕНТОВ. ТАК РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОЗВОЛИЛИ ВЫПОЛНИТЬ КАЛИБРОВКУ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ТЕРМАЛЬНОЙ ОПЦИЕЙ С ПОМОЩЬЮ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ В РАМКАХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА STARS КОМПАНИИ SMG НА ОСНОВЕ ЗАКОНА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ С ПОМОЩЬЮ ПРОВЕДЕННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

CURRENTLY, THE QUALITY OF THE MATHEMATICAL MODELS USED TO DESCRIBE VARIOUS PROCESSES OCCURRING IN THE RESERVOIR WHEN USING A PARTICULAR TECHNOLOGY APPLYING NUMERICAL MODELING TOOLS IS IMPROVING. HOWEVER, CONSIDERING THAT TODAY THERE ARE NO MATHEMATICAL MODELS IN THE FRAMEWORK OF COMMERCIAL HYDRODYNAMIC SIMULATORS WHICH MAKE IT POSSIBLE TO SIMULATE A CLEARLY THERMAL ULTRASOUND EFFECT, THE PRESENT PAPER ATTEMPTS TO ADAPT EXISTING INSTRUMENTS. THUS, THE RESULTS OF LABORATORY STUDIES ALLOWED THE CALIBRATION OF A MATHEMATICAL MODEL WITH A THERMAL OPTION WITH THE HELP OF AUXILIARY TOOLS WITHIN THE FRAMEWORK OF THE GMG COMPANY STARS HYDRODYNAMIC SIMULATOR BASED ON THE LAW OF ENERGY DISTRIBUTION WITH THE HELP OF LABORATORY STUDIES

Ключевые слова: математическое моделирование, гидродинамический симулятор, калибровка, лабораторные исследования, добыча нефти.

Описание математической модели и исходные данные

В настоящей статье приведены результаты калибровки экспериментов, проведенных с помощью насыпной модели без учета и с учетом пористой среды. Закон распределения энергии по длине насыпной модели (рисунок 1) получен в работе [1].

Для выполнения численных экспериментов, проведенных без пористой среды (песчаника) потребовались следующие исходные данные (таблица 1).

Изменение вязкости от температуры принято по результатам проведенных лабораторных исследований [1–2].

ФАКТЫ

Модельная кривая

воспроизводит результаты экспериментальных исследований ультразвукового воздействия при отсутствии в насыпной модели пористой среды

В связи с тем, что в первом эксперименте в модели отсутствует пористая среда были приняты линейные относительные фазовые проницаемости (рисунок 2).

Для моделирования процесса распространения температуры и калибровки с результатами лабораторных исследований в рамках коммерческого гидродинамического симулятора Stars компании SMG использовалось ключевое слово HEATR на основе полученного закона распределения (рисунок 1), позволяющего учитывать ввод дополнительной ультразвуковой энергии для воздействия на продуктивный пласт.

Для калибровки математической модели для дальнейшего ее использования с учетом проведенных лабораторных экспериментов в пористой среде были также использованы следующие исходные данные (таблица 2).

Для калибровки модели с учетом пористой среды были приняты следующие относительные фазовые проницаемости (рисунок 3).

Изображение разработанной математической модели представлено на рисунке 4.

РИС. 1. Закон распределения затухания энергии

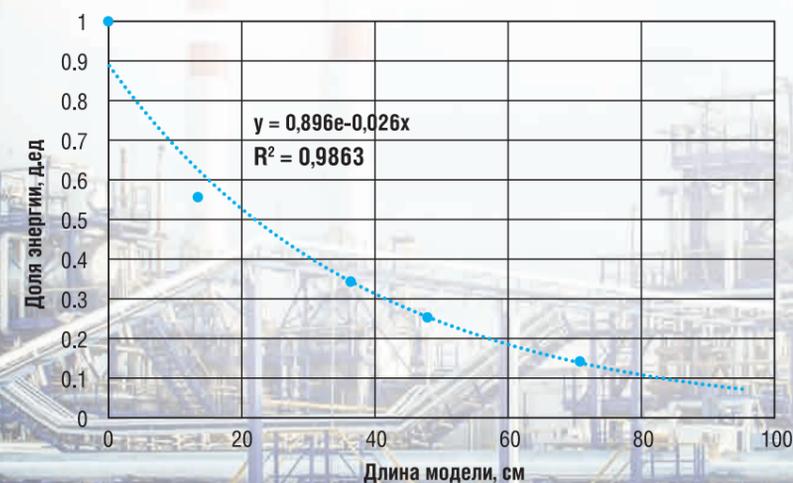


ТАБЛИЦА 1. Параметры математической модели без учета пористой среды

Параметр	Единицы измерения	Значение
Количество ячеек по x	–	100
Количество ячеек по y	–	1
Количество ячеек по z	–	1
Размер ячеек по x	м	0,01 м
Размер ячеек по y	м	0,05 м
Размер ячейки по z	м	0,05 м
Теплопроводность нефти	Дж/(м·сут·°С)	12000
Теплоемкость стенок модели	Дж/(м³·°С)	2,76·10 ⁶
Кэффициент нефтенасыщенности	%	100
Проницаемость модели	мД	10 ⁹
Кэффициент пористости	%	100
Начальное давление	кПа	101,3
Начальная температура	°С	25

РИС. 2. Относительные фазовые проницаемости

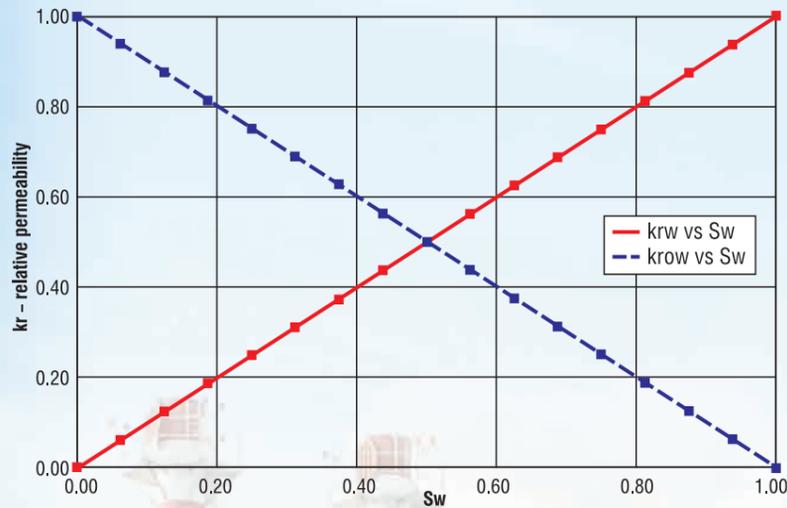


ТАБЛИЦА 2. Параметры математической модели с учетом пористой среды

Параметр	Единицы измерения	Значение
Количество ячеек по x	–	100
Количество ячеек по y	–	1
Количество ячеек по z	–	1
Размер ячеек по x	м	0,01 м
Размер ячеек по y	м	0,05 м
Размер ячейки по z	м	0,05 м
Теплопроводность нефти	Дж/(м·сут·°С)	12000
Теплоемкость стенок модели	Дж/(м³·°С)	2,76·10 ⁶
Теплоемкость горной породы	Дж/(м³·°С)	2,4·10 ⁶
Кэффициент нефтенасыщенности	%	100
Проницаемость модели	мД	19200
Кэффициент пористости	%	38
Начальное давление	кПа	101,3
Начальная температура	°С	25

Результаты моделирования

Результаты моделирования ультразвукового воздействия без учета пористой среды представлены на следующих рисунках 5–6.

Согласно представленным результатам расчета, модельная кривая с достаточной точностью воспроизводит результаты экспериментальных исследований ультразвукового воздействия при отсутствии в насыпной модели пористой среды.

На рисунках 7–8 представлены результаты калибровки математической модели с учетом проведенных лабораторных исследований ультразвукового воздействия при наличии в модели пористой среды.

Выполненная калибровка математической модели позволила провести анализ чувствительности на характер распределения температуры при наличии остаточной воды на уровне 14%. Как видно из представленного рисунка 9, характер прогрева модели не изменился.

Как видно из представленных результатов расчета, ультразвуковое воздействие позволяет за достаточно короткий промежуток времени (0,2 сут) прогреть зону на расстоянии не менее 0,5 м. Для сопоставления механизма ультразвукового воздействия на рисунке 10 представлены результаты теплопроводного прогрева, например, если бы была организована циркуляция пара за тот же промежуток времени, как и при ультразвуковом воздействии.

Согласно выполненным расчетам за один и тот же промежуток времени скорость теплопроводного прогрева при ультразвуковом воздействии, что связано с синергетическим эффектом ультразвукового воздействия (волнового и теплового эффектов).

РИС. 3. Относительные фазовые проницаемости

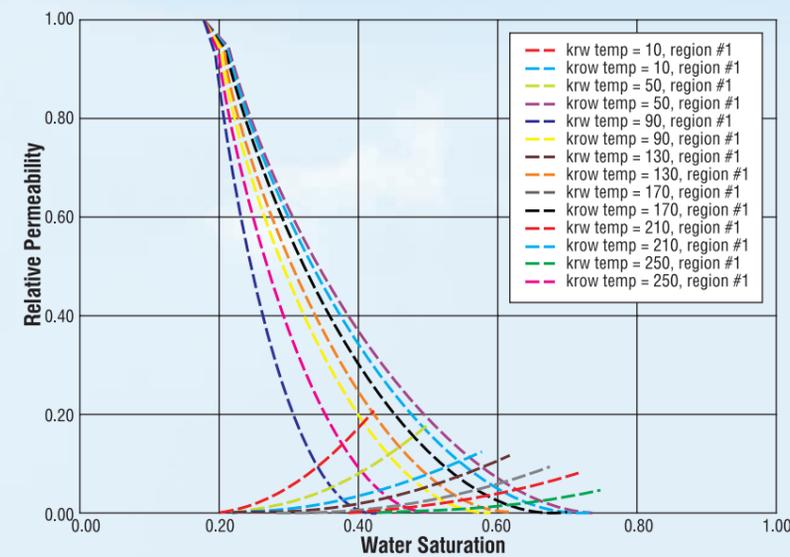


РИС. 4. Начальное распределение температуры

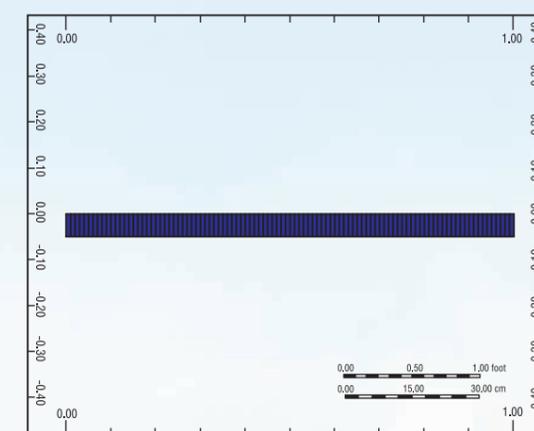


РИС. 5. Распределение температуры в модели без пористой среды

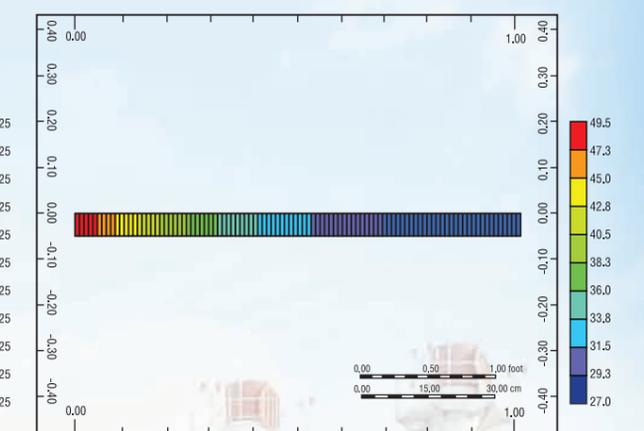
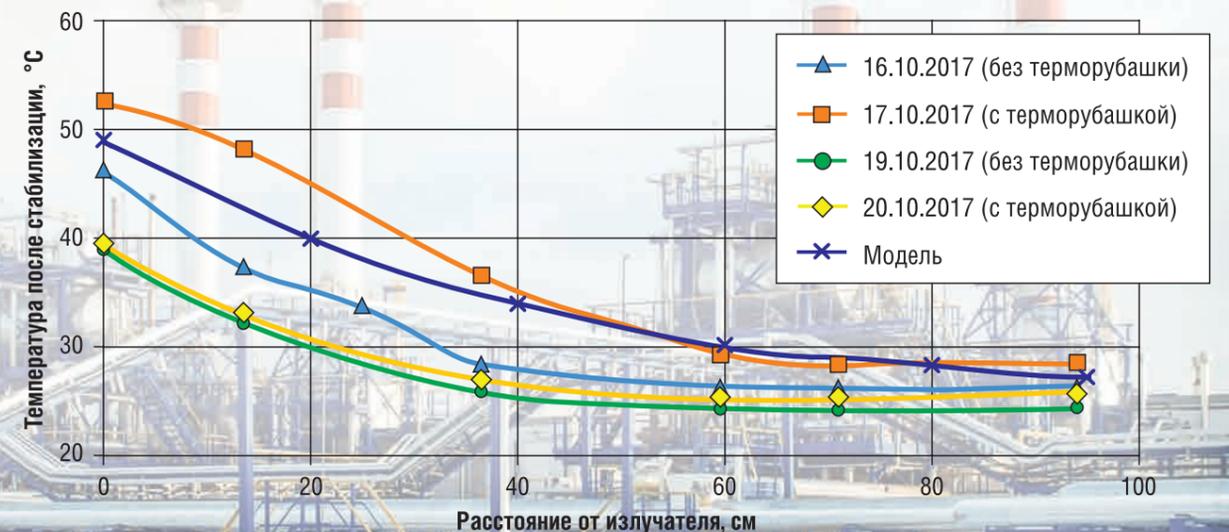


РИС. 6. Сопоставление фактических и модельных кривых без пористой среды



Разработка рекомендаций для Лыаельской площади Ярегского месторождения

При разработке Лыаельской площади Ярегского месторождения присутствуют следующие негативные факторы, препятствующие эффективному распространению паровой камеры, такие как расчлененность, обусловленная тектоническими особенностями залежи, малые нефтенасыщенные толщины [2].

Так как в условиях резкой неоднородности продуктивного пласта Лыаельской площади

РИС. 7. Распределение температуры в модели с учетом пористой среды

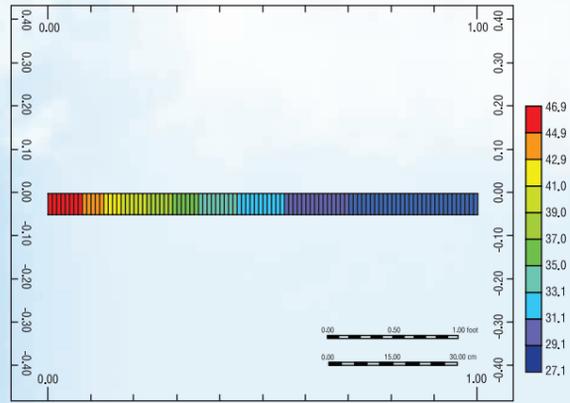


РИС. 9. Распределение температуры в модели с учетом пористой среды и наличия связанной воды

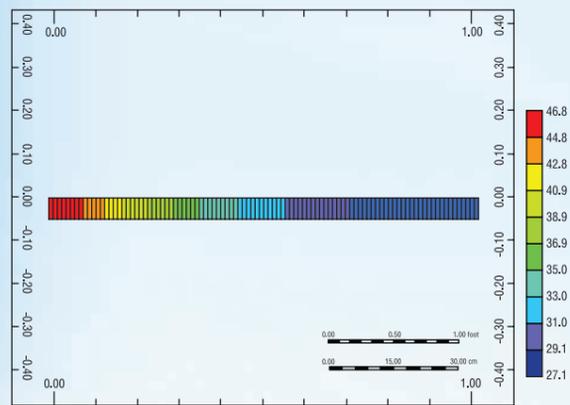


РИС. 8. Сопоставление экспериментальной и модельной кривой

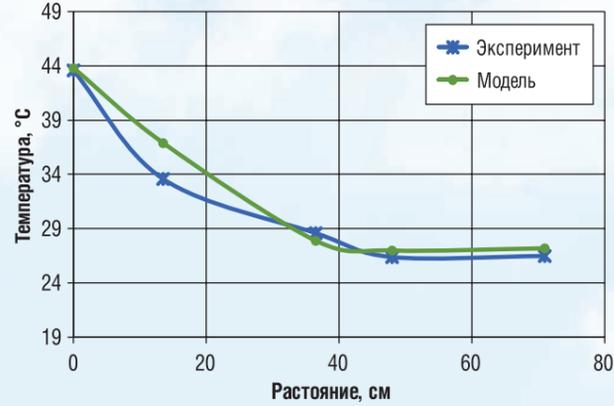
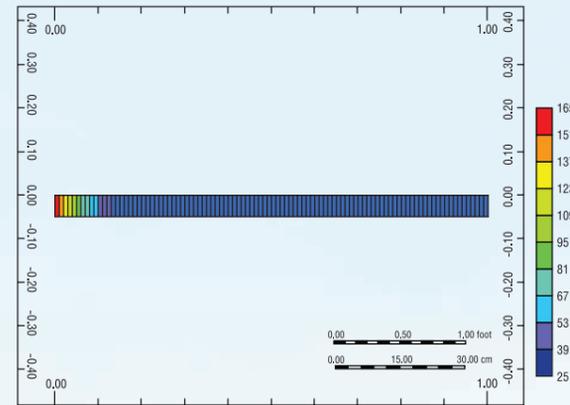


РИС. 10. Распределение температуры в модели с учетом теплопроводного прогресса (температура источника 200 градусов)



на стадии предварительного прогресса не рекомендуется производить выпуск теплоносителя в пласт, а в условиях отсутствия технической возможности организации циркуляции пара без выпуска в пласт, применение ультразвукового воздействия позволит селективно воздействовать на слабопроницаемые зоны, что в конечном счете позволит равномерно производить закачку пара вдоль ствола горизонтальной скважины.

Опираясь на полученные результаты, предлагается опробовать данный механизм на одной из скважин Лыаельской площади.

Заключение

Знания температур нефти и модельной пластовой системы при одинаковой выходящей энергии УЗ излучателя оказываются одинаковыми, что указывает на практически важный результат – преимущественное рассеяние энергии волны в насыщающей коллектор Ярегского месторождения нефти и, следовательно, возможность ультразвукового воздействия на ее физико-химические свойства.

Согласно выполненным математическим расчетам, за один и тот же промежуток времени скорость

ФАКТЫ

На **0,5 м**

удалось прогреть зону ультразвуковым воздействием за 0,2 сут

Калибровка математической модели позволила провести анализ чувствительности на характер распределения t при наличии остаточной воды на уровне 14%

теплопроводного прогресса уступает скорости ультразвукового воздействия, что связано с проявлением синергетического эффекта (волнового и теплового эффектов).

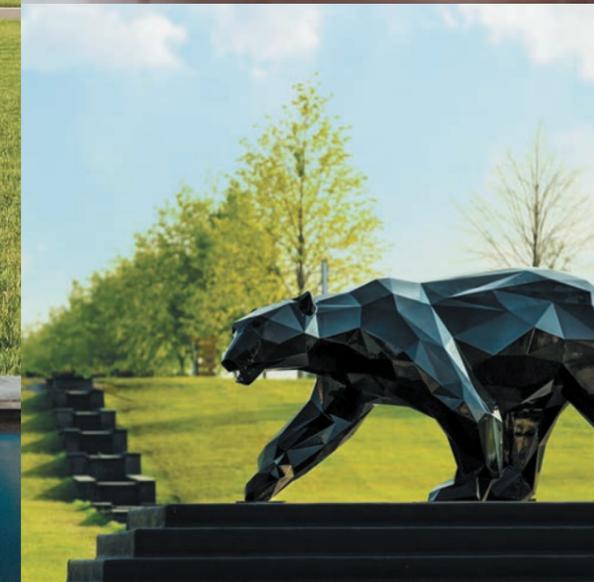
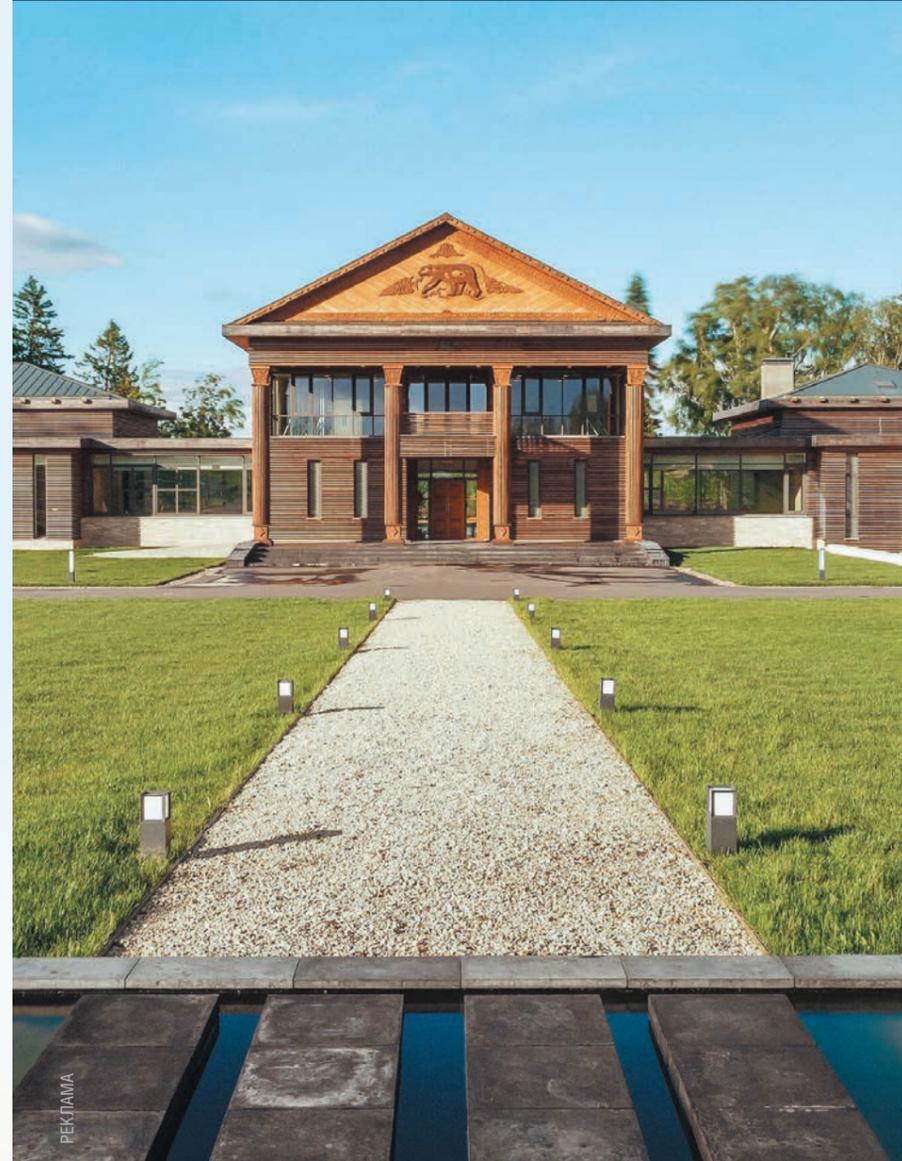
Опираясь на полученные результаты, предлагается опробовать данный механизм на одной из реальных скважин Лыаельской площади. ●

Литература

- https://magazine.neftegaz.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=37&Itemid=9&action=issue&issue=110
- Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

KEYWORDS: heavy oil production, Yaregskoe field, digitalization, intelligent well, thermal method.

Европейский отдых в русской провинции



Велнес-курорт Вилла Плёс – это европейский стиль и сервис на берегу Волги рядом с городом Плёс.

Вас ждут просторные уютные номера, ресторан высокой кухни, бассейн, сауна, хаммам, спа-комплекс, тренажерные залы и парк в 60 Га.

Ивановская область, д. Шалягино
+7 (495) 25-25-055
www.villaplyos.ru



ЦИФРОВОЙ КЕРН

Моделирование микротечений в поровом пространстве пород-коллекторов

Балашов Владислав Александрович,
научный сотрудник ИПМ им. М.В. Келдыша РАН,
к.ф.-м.н.

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

Федеральное государственное учреждение
«Федеральный исследовательский центр Институт
прикладной математики им. М.В. Келдыша
Российской академии наук»

СЕГОДНЯ ВСЕ ПОПУЛЯРНЕЙ СТАНОВИТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ «ЦИФРОВОЙ КЕРН», КОТОРАЯ НАПРАВЛЕНА НА ДОПОЛНЕНИЕ ТРАДИЦИОННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД БОГАТЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА. В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ КРАТКО ОБСУЖДАЮТСЯ ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ДАННОЙ ОБЛАСТИ, А ТАКЖЕ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС DIMP-HYDRO, РАЗРАБАТЫВАЕМЫЙ В ИПМ ИМ. М.В. КЕЛДЫША РАН, ОРИЕНТИРОВАННЫЙ НА МОДЕЛИРОВАНИЕ МИКРОТЕЧЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ФЛЮИДОВ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

CURRENTLY, THE TECHNOLOGY OF "DIGITAL CORE" IS BECOMING MORE AND MORE POPULAR, WHICH IS AIMED AT SUPPLEMENTING TRADITIONAL LABORATORY STUDIES OF ROCK SAMPLES WITH RICH POSSIBILITIES OF COMPUTATIONAL EXPERIMENT. THIS PAPER BRIEFLY DISCUSSES THE MATHEMATICAL MODELS USED IN THIS FIELD, AS WELL AS THE SOFTWARE PACKAGE DIMP-HYDRO, DEVELOPED IN IPM IM. M. V. KELDYSH, RAS, FOCUSED ON THE MODELING OF MICRO-FLOWS OF VARIOUS FLUIDS IN THE PORE SPACE OF RESERVOIR ROCKS

Ключевые слова: цифровой керн, математическое моделирование, моделирование микротечений, породы-коллекторы, поровое пространство.

В настоящее время математическое моделирование широко используется для анализа процессов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. К задачам, которые возникают в данной области, можно отнести, в частности, разработку и обоснование плана освоения месторождения, определение оптимального метода воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, прогноз и оценку технико-экономических рисков и т.д. Успешность решения этих и других задач во многом зависит от качества входных данных и оценки их степени неопределенности. Стандартными методиками для оценки параметров пласта являются, например, различные исследования скважин (ГИС, ГДИС), а также лабораторные исследования керна.

Последние являются одним из наиболее важных методов исследования и позволяют определить большое количество физических свойств образцов, включая пористость, абсолютную и относительную фазовые проницаемости. Однако они обладают рядом недостатков, среди которых отметим:

- сложность, а иногда и невозможность получения и обработки качественного кернового материала в достаточных количествах;
- высокую стоимость и практическую невозможность массового применения ряда методик лабораторных исследований;
- невозможность проведения множественных экспериментов на одном образце, и, как следствие, невоспроизводимость, в строгом смысле, результатов исследований;
- невозможность воссоздания полного спектра пластовых условий;
- невозможность проведения полноценных параметрических исследований.

Одной из бурно развивающихся в последние десятилетия технологий, позволяющих повысить точность описания свойств системы «флюид» – «порода», является совокупность подходов,

ФАКТЫ

Цифровой керн

– технология, позволяющая повысить точность описания свойств системы «флюид» – «порода»

обычно называемых «цифровой керн» («digital rock physics») [1]. Характерным свойством этих подходов, вне зависимости от физики исследуемого процесса (гидродинамика течения флюида в порах, анализ напряженно-деформированного состояния, электрических или акустических свойств и т.д.), является детальное разрешение геометрической структуры порового пространства и учет в используемых математических моделях в известном смысле «первичных» (по сравнению с усредненными моделями макроуровня) физико-химических механизмов, имеющих место на «микроуровне». Сущностью самого подхода является «прямое» математическое моделирование происходящих в пласте процессов на «микроуровне», определяющих как исход макроскопических лабораторных экспериментов, так и динамику фильтрационных процессов в масштабе месторождения. При этом сам подход позволяет устранить целый ряд сформулированных выше недостатков лабораторных исследований.

На текущем этапе своего развития технологию «цифровой керн» нужно рассматривать как дополнительное средство, позволяющее повысить качество и надежность определения свойств пород-коллекторов и снизить степень неопределенности результатов лабораторных исследований.



Исторически первым классом моделей, предложенных для анализа течений в поровом пространстве, являлись модели типа поровых сетей, основанные на представлении геометрической структуры ядра в виде графа, вершины которого соответствуют порам, а ребра – каналам между ними. Указанный граф строится на основе анализа микротомограммы образца ядра либо их других качественных соображений. Явным преимуществом этих моделей является сравнительно высокая скорость расчета и экономичность в плане вычислительных ресурсов. Одним из недостатков является наличие этапа построения самой поровой сети и необходимого этапа интерпретации моделей, которые зачастую не имеют прозрачной физической интерпретации и не могут быть определены непосредственно в натурном эксперименте

По этим причинам в последнее время большое внимание уделяется построению новых моделей, основанных на решении уравнений гидродинамики и непосредственно использующих первичное (минимально обработанное) представление порового пространства образца породы, полученное томографическими методами.

Одни из возможных подходов для прямого моделирования течений жидкости в геометрии порового пространства основаны на непосредственном решении уравнений Навье-Стокса или их обобщений, учитывающих межфазное взаимодействие. Примером такого обобщения служат уравнения Навье-Стокса-Кана-Хилларда, которые относятся к группе моделей фазового поля (диффузной границы). В последние десятилетия интерес к моделям этого типа сильно вырос, прежде всего по той причине, что они предоставляют естественный

и термодинамически согласованный способ описания физических процессов, пригодный для прямого моделирования многофазных течений.

При использовании гидродинамических моделей для анализа течений в поровом пространстве микрообразцов горных пород стандартным способом описания геометрии порового пространства является его воксельное представление. По существу, геометрия области задается трехмерным бинарным массивом, каждый элемент которого имеет значение «0» или «1». При этом области течения соответствует значение «1». Другими словами, область течения задается в виде трехмерной двухцветной «фотографии» образца ядра, где один из цветов соответствует фону, а второй – области течения. По аналогии с обычными растровыми изображениями, ячейки массива, привязанные к узлам декартовой ортогональной расчетной сетки, называются вокселями (voxel – VOlumtric ELeмент, аналогично pixel – Picture Element).

В рамках работ в указанном направлении в ИПМ им. М.В. Келдыша РАН с 2015 года разрабатывается комплекс средств математического моделирования (математические модели, вычислительные алгоритмы и их программная реализация), которые привели к созданию программного комплекса DiMP и его расчетного модуля DiMP-Hydro [2]. В настоящее время основное назначение DiMP-Hydro – математическое моделирование течений различных жидкостей и газов в поровом пространстве горных пород. Возможен расчет течений следующих сред:

- однофазных жидкостей;
- газов с учетом эффекта проскальзывания на границе с твердой поверхностью в случае умеренно-разреженных течений;
- двухфазных двухкомпонентных жидкостей с учетом межфазного взаимодействия (поверхностное натяжение, контактный угол на твердой стенке и пр.);

РИС. 1. Линии тока, полученные при моделировании течения однофазной жидкости в образце песчаника

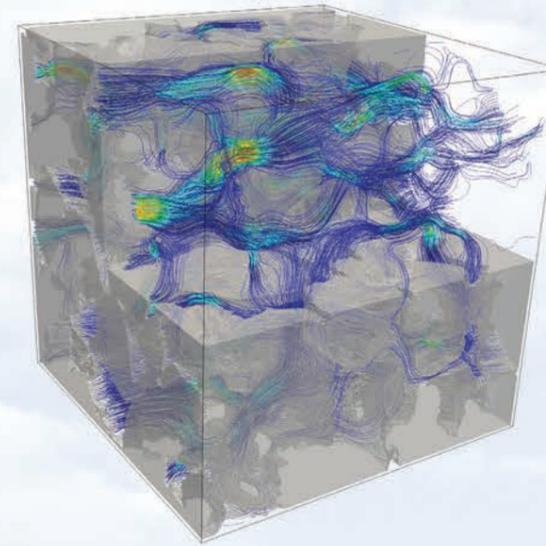
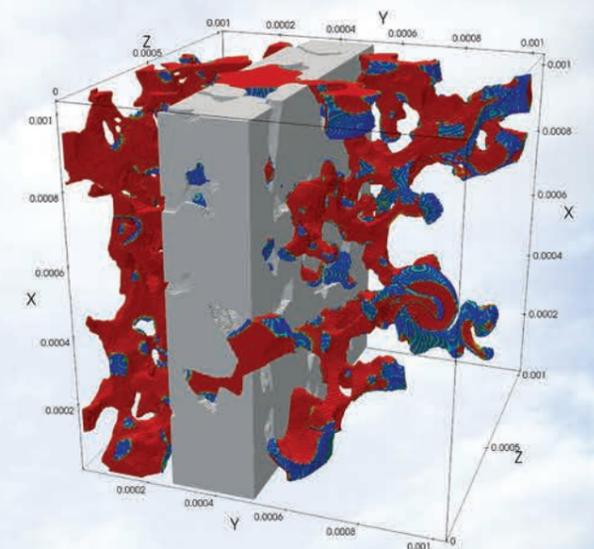


РИС. 2. Двухфазное вытеснение жидкости в ядре

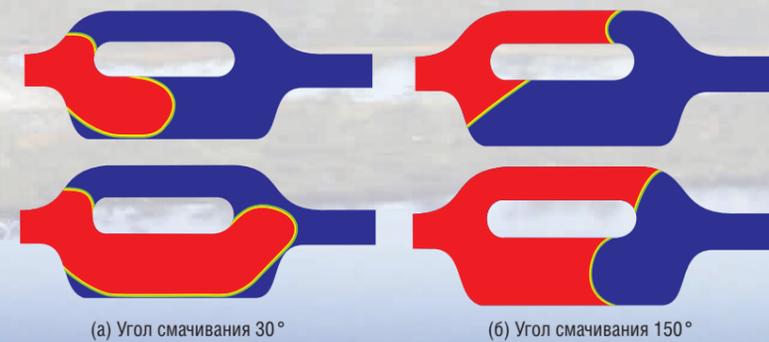


- расчет однофазных жидкостей с неньютоновской реологией. Функциональность разрабатываемого программного симулятора позволяет определять коэффициент абсолютной проницаемости образца;
- коэффициент Клинкенберга;
- кривые капиллярных давлений и относительные фазовые проницаемости. Геометрия расчетной области предполагается воксельной и строится на основе сегментированных результатов микротомографии образцов горных пород.

Программный комплекс DiMP реализован с использованием современных технологий программирования, может применяться на большинстве современных вычислительных систем, однако ориентирован прежде всего на высокопроизводительные.

В заключение приведем несколько примеров однофазных и двухфазных течений жидкости, полученных с помощью DiMP-Hydro.

РИС. 3. Двухфазное вытеснение жидкости в модели порового дуплета при задании различных значений угла смачивания. Течение происходит слева направо



ФАКТЫ

Воксельная

геометрия расчетной области строится на основе сегментированных результатов микротомографии образцов горных пород

На рисунке 1 представлены линии тока, полученные при моделировании течения однофазной жидкости в образце песчаника. Для наглядности четверть породы не показана, а остальная представлена полупрозрачным цветом.

На рисунке 2 представлен результат моделирования вытеснения одной жидкости другой в ядре на некоторый момент времени. Показана только вытесняющая фаза (красный цвет); синим цветом обозначена межфазная граница (фронт вытеснения), а серым цветом для наглядности отмечена только часть скелета породы.

На рисунках 3а и 3б представлено вытеснение в модели порового дуплета (геометрия которого проще и нагляднее геометрии реального ядра) при задании различных углов смачивания. ●

Литература

1. M.J. Blunt *Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective*, Cambridge University Press, 2017.
2. В.А. Балашов, Е.Б. Савенков, Б.Н. Четверушкин. Вычислительные технологии программного комплекса DiMP-Hydro для моделирования микротечений // *Математическое моделирование*, 2019 (в печати).

KEYWORDS: *digital core, mathematical modeling, micro-flow modeling, reservoir rocks, pore space.*

ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Исследование условий образования органических отложений в поровом пространстве

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ, ПРЕДСТАВЛЕНЫ МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МАКСИМАЛЬНО УПРОЩЕННЫХ СИСТЕМ – ПАРАФИНОСОДЕРЖАЩИХ РАСТВОРОВ. В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ИЗУЧАЛОСЬ ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС ПАРАФИНИЗАЦИИ МОДЕЛЬНЫХ РАСТВОРОВ

THIS PAPER PRESENTS THE RESULTS OBTAINED IN EXPERIMENTAL STUDIES OF THE CONDITIONS OF ORGANIC DEPOSITS FORMATION IN A PORE SPACE OF RESERVOIR ROCKS, AS WELL AS RESEARCH METHODOLOGIES AND SIMULATION RESULTS FOR THE MOST SIMPLIFIED SYSTEMS – PARAFFIN CONTAINING SOLUTIONS. THE TEMPERATURE INFLUENCE ON THE PARAFFINIZATION OF SIMULATED SOLUTIONS WAS STUDIED DURING THE EXPERIMENTS

Ключевые слова: органические отложения, фильтрационные исследования, томографические исследования, температура насыщения.

Рогачев Михаил Константинович, д-р тех. наук, профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургский горный университет

Сандыга Михаил Сергеевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургский горный университет

Одним из главных параметров пластовой нефти, учитываемых при обосновании и выборе методов и технологий предотвращения образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в системе «пласт-скважина», является температура ее насыщения парафином. Пластовая нефть – сложная, многокомпонентная дисперсная система, изменение состава которой в процессе разработки месторождения оказывает существенное влияние как на температуру насыщения нефти парафином, так и на свойства системы в целом. Даже с использованием всех имеющихся на сегодняшний день технических средств исследователю невозможно в полной мере описать все возможные комбинации составов дисперсных систем, а также определить вклад каждого компонента системы в отдельности в изменение ее свойств.

Ввиду сложности проведения многофакторного анализа влияния различных компонентов и параметров исследуемой системы на процессы образования органических отложений, и в первую очередь парафина, в данной статье представлены методики исследований и

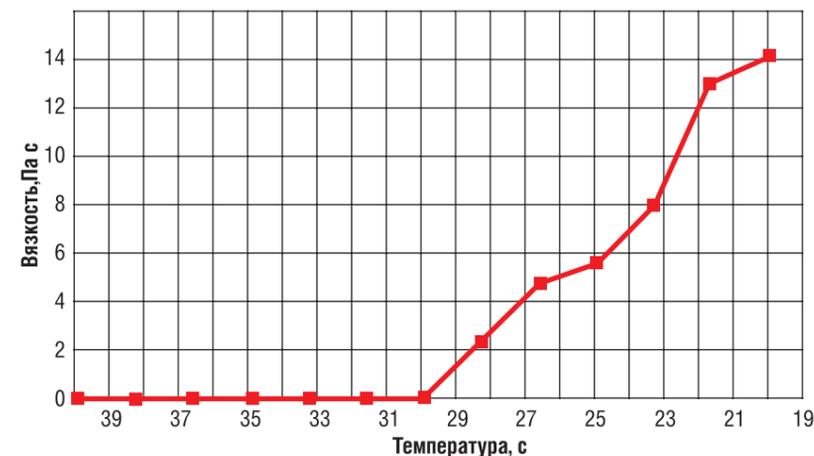
результаты моделирования максимально упрощенных систем – парафинодержащих растворов. В процессе проведения экспериментов изучалось влияние температуры на процесс парафинизации модельных растворов.

Определение температуры насыщения модельного раствора парафином в свободном объеме

В качестве компонентов для приготовления моделей парафинодержащих составов применялись: керосин марки ТС-1 по ГОСТ-10227-86 и парафин технической марки Т-1 по ГОСТ 23689-89. Модели приготавливались в стеклянных лабораторных стаканах из кварцевого песка. Для приготовления исследуемого состава концентрацией раствора 20% масс. парафин, предварительно взвешенный на лабораторных весах, в расчетном количестве добавлялся в керосин, после чего данная система подвергалась нагреву на водяной бане до температуры 52–58°C при периодическом помешивании. Данная модель приготавливалась непосредственно перед проведением исследований и

УДК 622.276.7

РИС. 1. График изменение вязкости парафинодержащей модели при снижении температуры



Определение температуры насыщения модельного раствора парафином в свободном объеме производилось реологическим методом с помощью автоматизированного анализатора вязкости – реометра Physica MCR (Anton Paar, Австрия), при атмосферном давлении, в измерительной системе плита/плита.

При проведении испытаний модельного раствора соблюдались следующие условия: отсутствие проскальзывания, ламинарное установившееся течение, отсутствие химических изменений в образце в процессе испытания. Охлаждение и нагрев раствора в процессе проведения эксперимента осуществлялись при помощи элемента Пельтье. Для проведения исследования система термостатировалась в течение 10 минут, затем при заданном зазоре в измерительной системе плита/плита и заданных значениях скорости сдвига и скорости снижения температуры осуществлялась оценка эффективной вязкости парафинодержащего модельного раствора. Охлаждение происходило с 60°C до 10°C.

Температура насыщения модельного раствора парафином определялась по излому кривой зависимости эффективной вязкости раствора от температуры. Результаты проведенных реологических исследований представлены на рисунке 1.

По графической зависимости, представленной на рисунке 1, определили температуру насыщения модельного раствора

парафином в свободном объеме, которая составила 30°C. Стоит отметить, что результаты определения температуры насыщения модельного раствора парафином в свободном объеме могут отличаться от значений фактической температуры насыщения этого же раствора парафином в поровом пространстве пород-коллекторов [2, 3, 4].

Определение температуры насыщения модельного раствора парафином в поровом пространстве горной породы

Для определения температуры насыщения модельного раствора парафином в поровом пространстве был использован косвенный («фильтрационный») метод оценки. Он основан на снятии зависимости фильтрационных характеристик насыщенной горной породы от температуры.

Для проведения лабораторных фильтрационных исследований использовались образцы кернового материала. Подготовка керна осуществлялась в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств» [1].

Подготовка образцов породы цилиндрической формы (диаметром 3 см) осуществлялась посредством выбуривания на установке ручного сверлильного станка MDP-405.

Доводка образцов керна до правильной цилиндрической формы проводилась шлифованием торцов на станке DTS-430.

Экстрагирование керна проводилось на установке отжимной центрифуги CE-520. В качестве растворителя для проведения экстракции применялась спирто-бензольная смесь в соотношении 1:2. После экстрагирования производилось высушивание керна до достижения постоянной массы в термощкафу при температуре 105°C.

Определение проницаемости и пористости образцов кернов производилось по азоту на автоматизированной установке пермеаметра-порозиметра ПИК-ПП.

Для проведения фильтрационного эксперимента были подготовлены две модели флюидов:

- 1) модель парафинодержащего флюида (высокопарафинистой нефти) – приготавливалась путем растворения технического парафина марки Т-1 по ГОСТ 23689-89 в керосине марки ТС-1 по ГОСТ-10227-86 при нагреве до 60°C, концентрация парафина в растворе составляла 20% масс.;
 - 2) модель пластовой воды.
- После проведения всех подготовительных мероприятий исследуемый образец горной породы помещался

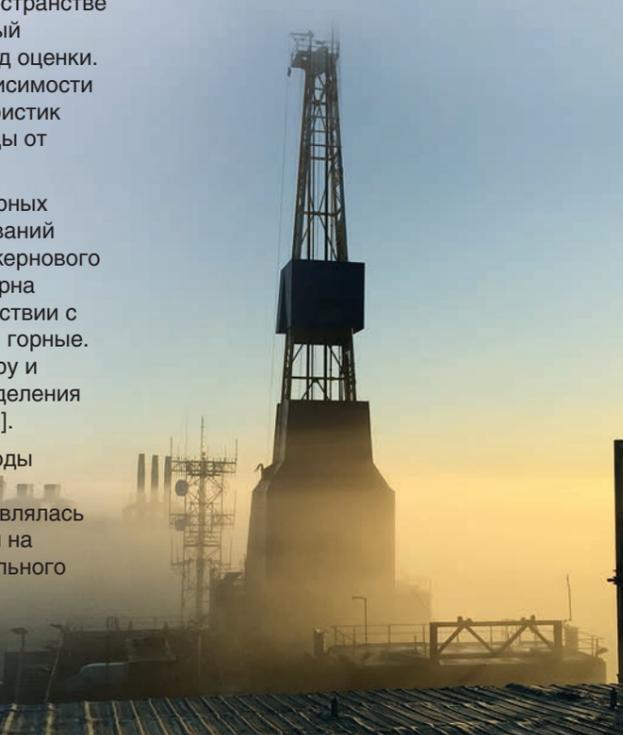
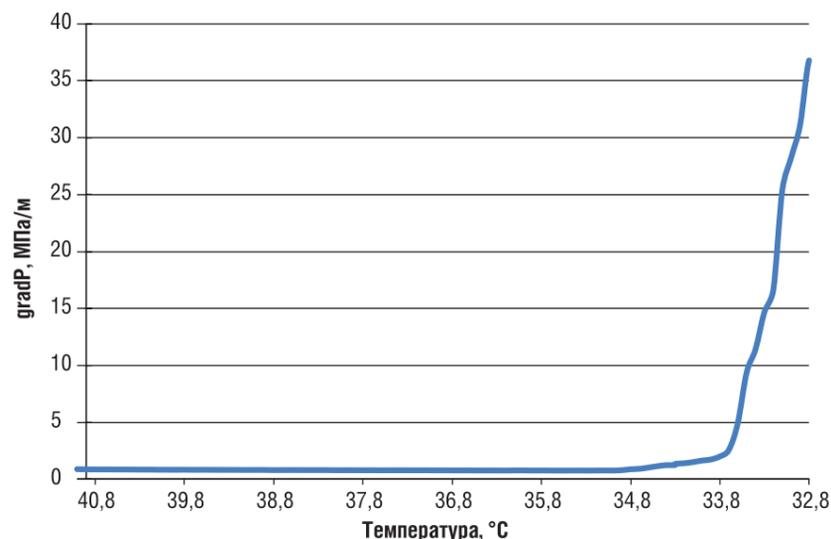


РИС. 2. Динамика изменения градиента давления в керне при снижении температуры



в кернодержатель фильтрационной установки AutoFlood-700, предназначенной для измерения фазовой проницаемости образцов горных пород при моделировании пластовых термобарических условий.

Данная установка позволяет создавать давление обжима и поровое давление до 70 МПа. При этом температура, создаваемая нагревателем и нагнетаемая в термощкаф установки с помощью вентилятора принудительной подачи и циркуляции воздуха, может достигать 150 °С. Температура, создаваемая в шкафу, контролируется с помощью термодпары регулируемого цифрового реле, при этом система позволяет также отслеживать температуру в кернодержателе, при проведении эксперимента в него с торца помещается специальный датчик. Погрешность задаваемой и поддерживаемой температуры установки составляет ± 0,5 °С.

Давление, создаваемое в порах образца горной породы, измеряется и контролируется с помощью датчиков, расположенных на входе и выходе кернодержателя. Все элементы установки выполнены из высокопрочной стали с необходимым запасом прочности в антикоррозионном исполнении.

В состав установки входят: 2 двухцилиндровых механических насоса, три поршневых аккумулятора (для загрузки фильтруемых флюидов), два газовых регулятора, кернодержатель, сепаратор,

регулятор противодействия, контроллер расхода и систему измерения давления.

Данная система может управляться как вручную, так и через компьютер с помощью программного обеспечения ApplyLab. Возможна фильтрация в прямом и обратном направлениях, для этого кернодержатель оборудован 3 входами на каждом из торцов. Также кернодержатель позволяет проводить исследования кернов длиной до 10 см и диаметром 3 и 4 см.

Фильтрационные исследования проводились при режиме постоянного расхода, основным контролируемым показателем при этом являлся перепад давления, который позволял определить проницаемость керна и подвижность в нем флюида.

Фильтрация проводилась при следующих параметрах:

- 1) скорость фильтрации (расход) – 0,5 см³/мин;

ТАБЛИЦА 1. Результаты расчетов пористости образцов горной породы по данным томографических исследований

Параметр	Прозекстрагированный образец породы	Образец породы после насыщения	Образец породы после фильтрации со снижением температуры
Общая пористость, %	11,8	9,6	4,8
Открытая пористость, %	9,0	5,3	2,1

- 2) давление обжима – 4 МПа.

Методика проведения эксперимента включала следующие этапы:

- 1) насыщение керна под вакуумом моделью пластовой воды, с последующим определением методом взвешивания порового объема керна;
- 2) насыщенный образец керна помещался в фильтрационную установку AutoFlood-700 и задавались исходные параметры для проведения эксперимента;
- 3) начальная температура в термощкафу устанавливалась на уровне 40 °С, что на 10 градусов больше температуры насыщения парафиносодержащей модели;
- 4) фильтрация парафиносодержащей модели (20 %-ного раствора парафина в керосине) – при постоянном расходе (0,5 см³/мин) и снижении температуры в кернодержателе на один градус в час;
- 5) фильтрация модели пластовой воды – при том же расходе (0,5 см³/мин) до стабилизации давления.

На рисунке 2 представлены результаты проведенного фильтрационного исследования.

По графику на рисунке 2 видно, что при снижении температуры в кернодержателе происходит рост градиента давления. Это свидетельствует о снижении проницаемости керна, что можно объяснить образованием твердой фазы (кристаллов парафина) в его поровом пространстве.

Из сопоставления вышеприведенных результатов реологических и фильтрационных исследований следует, что для исследуемых растворов (моделей высокопарафинистых нефтей) фазовый переход парафина из жидкого в твердое состояние,

т.е. образование кристаллов парафина, в поровом пространстве горной породы происходит при температуре на 3–4 °С выше, чем в свободном объеме.

Для оценки изменения объема порового пространства керна, насыщенного модельным раствором, при фазовом переходе парафина из жидкого в твердое состояние, нами были проведены специальные томографические исследования.

Томографические исследования кернового материала

На сегодняшний день метод компьютерной томографии является актуальным методом изучения емкостных свойств горных пород. Метод основывается на различной поглощаемости рентгеновского излучения разными минералами, входящими в состав горной породы. Рентгеновские лучи, проходя через породу, теряют свою энергию, регистрируются приемником, после чего происходит реконструкция полученной модели на компьютере с помощью специализированного программного обеспечения.

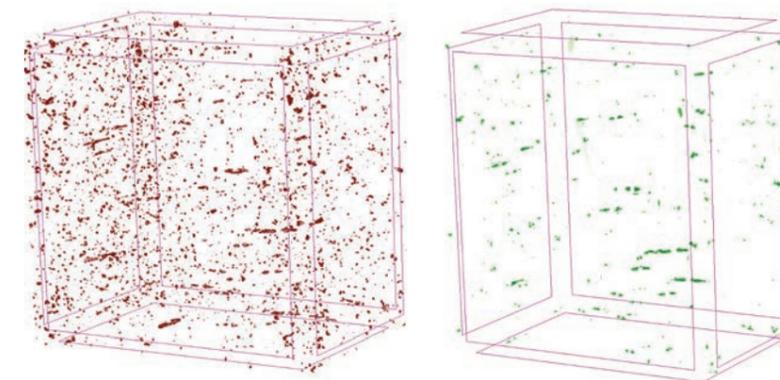
Для проведения исследований использовался микро-рентгенотомограф SkyScan-1173. Данный аппарат обладает источником излучения мощностью 40–130кВ, при этом обладает разрешительной способностью до 7–8 мкм.

Томографические исследования проводились в 3 этапа:

- 1) сканирование проэкстрагированного образца горной породы – для определения начального порового объема и коэффициентов открытой и общей пористости;
- 2) сканирование образца, насыщенного моделью пластовой воды – для определения объема пор, способных вмещать флюид;
- 3) сканирование образца горной породы после проведения фильтрационных исследований со снижением температуры – для определения объема пор, закольматированных парафином.

В результате проведения томографических исследований были произведены расчеты пористости образцов горной

РИС. 3. Результаты объективного сравнения моделей, полученных в результате томографического исследования образцов горной породы (слева – проэкстрагированный образец; справа – образец после проведения фильтрационных исследований со снижением температуры)



породы до и после проведения фильтрационных исследований со снижением температуры.

Из данных, представленных в таблице 1, видно, что после фильтрационных исследований со снижением температуры открытая пористость образца горной породы снизилась на 6,9%, что свидетельствует о кольматации ее порового пространства парафином.

Кроме того, было проведено объективное сравнение моделей, полученных в результате томографического исследования образцов горной породы – до и после фильтрации через нее парафиносодержащей жидкости со снижением температуры. Результаты этого сравнения представлены на рисунке 3 и являются наглядным свидетельством сокращения объема открытых пор горной породы в результате их кольматации парафином.

Выводы

1. Проведенный комплекс реологических и фильтрационных исследований подтвердил вероятность того, что для одной и той же нефти температура насыщения парафином в поровом пространстве породы-коллектора может превышать величину этого параметра в свободном объеме. Установлено, что для исследованных растворов (моделей высокопарафинистых нефтей) фазовый переход парафина из жидкого в твердое состояние, т.е. образование кристаллов парафина в поровом пространстве, происходит при

температуре на 3–4 °С выше, чем в свободном объеме.

2. Результаты томографических исследований кернового материала, выполненных до и после фильтрации через него модели высокопарафинистой нефти со снижением температуры, показали снижение открытой пористости образца горной породы на 6,9% в результате кольматации порового пространства парафином.
3. Полученные экспериментальные данные необходимо учитывать при разработке нефтяных месторождений в условиях возможного образования органических (асфальтосмолопарафиновых) отложений в системе «пласт-скважина». Это позволит более надежно прогнозировать и эффективно предотвращать их образование. ●

Литература

1. ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».
2. Завлин П.Н., Васильев А.В. Оценка эффективности инноваций. СПб.: «Бизнес-пресса», 1998.
3. Злобин А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов / А.А. Злобин // Вестник Пермского национального исследовательского политех. ун-та. Геология. Нефтегазовое и горное дело. № 5. 2012. – С. 47–56.
4. Злобин А.А. Исследование методом ЯМР нефтяных парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов / А.А. Злобин, И.Р. Юшков // Вестник Пермского университета. Геология. № 1 (18). 2013. – С. 81–90.

KEYWORDS: organic deposits, filtration studies, tomographic studies, saturation temperature.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЛАГА ПРИ ГРП

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА КАК ОСНОВНОЙ МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ЕЩЕ БОЛЬШЕ ПРИВЛЕКАЕТ ВНИМАНИЕ НЕФТЯНИКОВ В СВЯЗИ С РАЗРАБОТКОЙ СЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ НЕТРАДИЦИОННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРП В ШИРОКО ИЗВЕСТНЫХ СИМУЛЯТОРАХ НЕ ВСЕГДА СОВПАДАЮТ С ГРП НА РЕАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ЧТО ВЕДЕТ К БОЛЬШИМ РАСХОДАМ. ПОЭТОМУ НЕОБХОДИМО УТОЧНЯТЬ И ВЕРИФИЦИРОВАТЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ЧИСЛЕННЫЕ МОДЕЛИ ГРП

HYDRAULIC FRACTURING AS THE MAIN METHOD OF ENHANCED OIL RECOVERY HAS RECENTLY ATTRACTED THE ATTENTION OF OILMEN IN CONNECTION WITH THE DEVELOPMENT OF SHALE DEPOSITS CHARACTERIZED BY LOW-PERMEABLE UNCONVENTIONAL RESERVOIRS. THE RESULTS OF MODELING OF HYDRAULIC FRACTURING IN WELL-KNOWN SIMULATORS DO NOT ALWAYS COINCIDE WITH HYDRAULIC FRACTURING AT A REAL FIELD, WHICH LEADS TO HIGH COSTS. THEREFORE, IT IS NECESSARY TO CLARIFY AND VERIFY THE NUMERICAL MODELS OF HYDRAULIC FRACTURING USED

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, повышение нефтеотдачи, низкопроницаемые коллекторы, добыча нефти, моделирование.

Зенченко Евгений Викторович, старший научный сотрудник, Институт динамики геосфер РАН

Зенченко Петр Евгеньевич, младший научный сотрудник, Институт динамики геосфер РАН

Тримонова Мария Александровна, младший научный сотрудник, Институт динамики геосфер РАН

Турунтаев Сергей Борисович, д.ф.-м.н., директор, заведующий лабораторией геомеханики и флюидодинамики, Институт динамики геосфер РАН

Сегодня существуют двумерные, псевдотрехмерные, планар-3Д, трехмерные модели распространения трещин ГРП. Есть модели, учитывающие и не учитывающие внешнюю среду. Но во всех моделях важное значение имеет описание течения жидкости в трещине. Модели можно разделить по предположениям о скорости роста самой трещины. В одном случае скорость роста трещины определяется разрушением породы, так что скорость развития трещины больше скорости

течения жидкости. В результате появляется сухой участок (лаг) между концом трещины и фронтом жидкости [1]. В других моделях считается, что скорость трещины равна скорости жидкости и сухого участка нет [2, 3].

В Институте динамики геосфер РАН был проведен эксперимент по определению характера распространения трещины гидроразрыва в модельном образце. Материал образца (смесь гипса с цементом) и

УДК 622.276.4

РИС. 1. Схема установки с гипсовым образцом, фотография образца во время эксперимента и вид сверху образца с трещиной



условия проведения эксперимента выбирались согласно критериям подобия, выведенным для случая радиальной трещины [4, 5]. Это дает нам право говорить о подобии физических процессов, воссоздававшихся в эксперименте, с процессами в реальных ситуациях. Фильтрационные и прочностные свойства гипса измерялись экспериментально. Результаты экспериментов подробно описаны в предыдущих работах авторов [6].

Для проведения эксперимента по гидроразрыву пласта отливался цилиндрический образец диаметром 105 мм и высотой 65 мм с центральным отверстием диаметром 15 мм. Образец зажимался между двух алюминиевых оснований с нагрузкой, обеспечивающей вертикальные (по оси цилиндра) напряжения в образце около 1,5 МПа, что обеспечивало прорастание трещины гидроразрыва в

вертикальной плоскости. В основаниях были проделаны каналы с выходом в центральное отверстие в образце. Через канал в нижнем основании осуществлялась подача жидкости с постоянным расходом. Через канал в верхнем – измерялось давление в центре образца. Схема проведения эксперимента по ГРП, фотография образца во время эксперимента и вид сверху образца с трещиной после эксперимента приведены на рисунке 1.

В качестве рабочей жидкости использовалось вакуумное масло. Масло нагнеталось в образец с помощью насосной установки, обеспечивающей постоянный расход. На входе в образец был установлен тензопреобразователь, выходной сигнал с которого поступал на внешний АЦП. В ходе эксперимента кривая изменения

давления в скважине отображалась на мониторе компьютера, что позволяло контролировать ход процесса. Момент образования и роста трещины гидроразрыва фиксировался по спаду давления на входе в скважину, что служило сигналом к прекращению закачки. Также, благодаря тому, что в основаниях установки были расположены приемники акустической эмиссии, образование трещины удалось зафиксировать по записям импульсов акустической эмиссии с этих приемников. Запись данных приведена на рисунке 2.

После проведения эксперимента, в котором трещина не достигла границ образца, образец был изъят из установки и расколот Бразильским методом вдоль трещины. Профиль трещины показан на рисунке 3.

МОДЕЛИ ТРЕЩИНЫ ГРП

- **двумерные (2D)**
Предполагается, что высота остается постоянной при распространении трещины
- **псевдо трехмерные (Pseudo 3D, P3D)**
Учитывается рост трещины в высоту; основное допущение, что длина трещины намного превышает её высоту
- **трехмерные плоские (Planar 3D, PL3D)**
Требуют больших вычислений и ввода дополнительных параметров; часто используется двумерный поток рабочей жидкости



РИС. 2. Изменение давления в скважине (верхний график) и амплитуда импульсов АЭ (нижний график) во времени

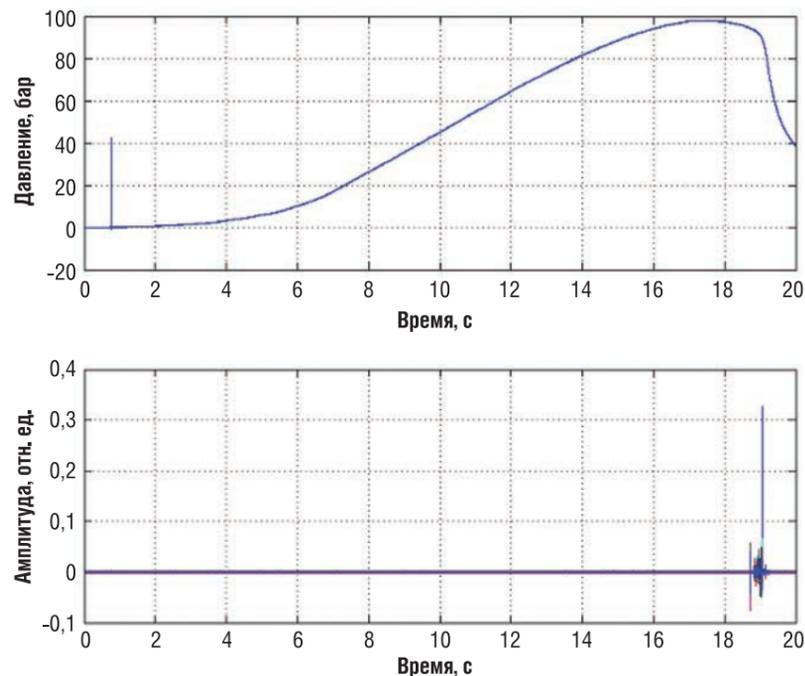


РИС. 3. Разлом образца по трещине ГРП. Обсадная трубка извлечена

Часть трещины, заполненная жидкостью
 Область порового пространства, заполнившаяся жидкостью при проведении ГРП
 Сухая часть трещины



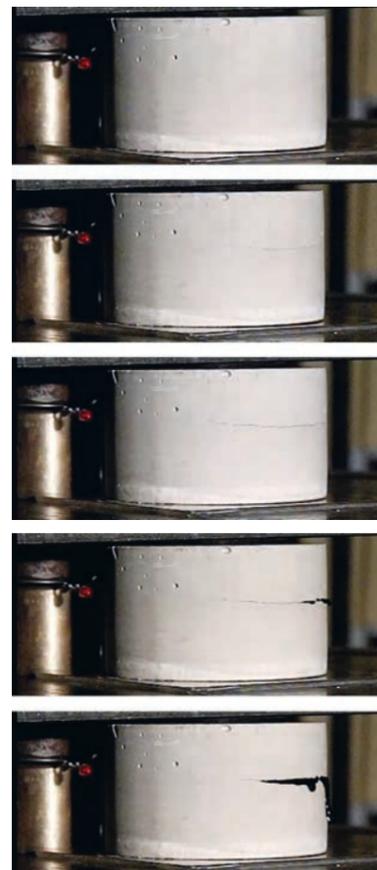
По фотографии четко выделяется сухая часть трещины – лаг и часть, заполнившаяся жидкостью при проведении ГРП. Таким образом, проведенный эксперимент подтверждает предположение, на котором строится одна из основных теорий развития трещин ГРП.

Также был проведен эксперимент, в котором создавалась не вертикальная трещина, а горизонтальная благодаря увеличению горизонтальных нагрузок по сравнению с вертикальной. Выход трещины

и выход масла на боковую поверхность образца были засняты на видеоканеру. Последовательные снимки представлены на рисунке 4.

Из рисунка 4 видно, что сначала образовалась сухая трещина, которая только потом стала заполняться маслом. Скорость роста трещины можно оценить величиной 130 мм/сек, скорость движения фронта жидкости – величиной 70 мм/сек. Данный эксперимент также подтверждает наличие лага при развитии трещины гидроразрыва. ●

РИС. 4. Процесс образования трещины гидроразрыва



Литература

1. Barenblatt, G. I. (). *The Mathematical Theory of Equilibrium Cracks Formed in Brittle Fractures*. In H. L. Dryden, T. von Karman (Eds.), *Advances in Applied Mechanics*, New York: Academic Press 1961. 7.
2. Adachi J. I., Detourmay E. *Self-similar solution of a plane-strain fracture driven by a power-law fluid*. *Int. J. Numer. Anal. Methods Geomech.* 2002. 26. 579–604.
3. Garagash D. I. *Transient solution for a plane-strain fracture driven by a shear-thinning, power-law fluid*. Department of Civil and Environmental Engineering, Clarkson University, Potsdam, NY 13699-5710, U.S.A. *INTERNATIONAL JOURNAL FOR NUMERICAL AND ANALYTICAL METHODS IN GEOMECHANICS* Int. J. Numer. Anal. Meth. Geomech. (in press) Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com). DOI: 10.1002/nag.535
4. C.J. de Pater, M.P. Cleary, T.S. Quinn. *Experimental Verification of Dimensional Analysis for Hydraulic Fracturing*. *SPE Production & Facilities*. 1994, November: 230–238.
5. C.J. de Pater, Leen Weijers, Miloi Savic. *Experimental Study of Nonlinear Effects in Hydraulic Fracture Propagation*. *SPE Production & Facilities*. 1994, November: 239–249.
6. M. Trimonova, N. Baryshnikov, E. Zenchenko, P. Zenchenko, S. Turuntaev. *The Study of the Unstable Fracture Propagation in the Injection Well: Numerical and Laboratory Modeling*. SPE-187822-MS. 2017.

KEYWORDS: hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, low-permeability reservoirs, oil production, modeling.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

АВГУСТ

20–22 августа

Международная выставка по очистке и техобслуживанию

Higiexpo 2019

Бразилия, Сан-Паулу, Centro de Exposicoes Imigrantes

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

22–23 августа

Четвертая конференция

Цифровое предприятие

Москва, Марриотт Новый Арбат

23–27 августа

Торгово-промышленная выставка Северо-Восточной Азии

China-Northeast Asia Expo 2019

Китай, Чанчунь

26–28 августа

Дискуссионный форум нефтегазовой промышленности

DECOM 2019

Тюмень

28–29 августа

Международная выставка арматуры и конференция

Valve World Asia 2019

Китай, Шанхай, Shanghai World Expo Exhibition & Convention Center

28–30 августа

Международная выставка нефтяной промышленности

China Global Oil Shanghai 2019

Китай, Шанхай

28–30 августа

Китайская международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий

CIPPE Shanghai 2019

Китай, Шанхай, Shanghai New International Expo Centre (SNIEC)

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН

ЗА ПОЧТИ ПОЛВЕКА РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НАШЕЙ СТРАНЫ ПРОИЗОШЕЛ ПЕРЕХОД ОТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ДОСТАТОЧНО ЛЕГКИМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ К СЛОЖНЫМ, ТРЕБУЮЩИМ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ИМЕННО В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ОСНОВНОЙ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ЕДИНСТВЕННЫМ ОПТИМАЛЬНЫМ СПОСОБОМ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ – УСТАНОВКИ СКВАЖИННЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ

FOR ALMOST HALF A CENTURY OF THE OIL INDUSTRY DEVELOPMENT IN OUR COUNTRY, THERE HAS BEEN A TRANSITION FROM THE DEVELOPMENT OF FIELDS WITH FAIRLY LIGHT GEOLOGICAL CONDITIONS TO COMPLEX ONES REQUIRING HIGH-TECH EQUIPMENT. THE MAIN VOLUME OF PJSC GAZPROM NEFT OIL PRODUCTION IS ENSURED BY THE ONLY OPTIMAL METHOD FOR MECHANIZED FLUID LIFTING – THE INSTALLATION OF BOREHOLE ELECTRIC-DRIVEN VANE PUMPS NAMELY UNDER SUCH CONDITIONS

Ключевые слова: добыча нефти, высокие технологии, сложные геологические условия, электроприводные насосы, энергоэффективность добычи.

Музычук Павел Стефанович,
руководитель направления,
Управление технологии добычи нефти,
Департамент по технике и технологиям добычи нефти,
Научно-технический центр «Газпром нефти»
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Сегодня при средней вертикальной глубине 2,5–3 км энергозатраты на механизированный подъем жидкости составляют 60% от общего энергопотребления. В перспективе ожидается только еще большее увеличение технологичности скважин и соответственно требований к погружному оборудованию по причине освоения трудноизвлекаемых запасов геологически сложных объектов. Ожидается переход на глубину эффективной работы в перспективе до 4,5 км, что соответственно приведет к увеличению затрат энергии на подъем жидкости.

Подход к энергоэффективности

Подход по выбору оборудования в дочерних обществах Компании основывается на требованиях, предъявляемых ГОСТ 56624-2015 «Энергетическая эффективность. Погружные лопастные насосы и электродвигатели для добычи нефти. Классы энергоэффективности». Данный ГОСТ стал неотъемлемой частью действующих стандартов Компании в области эксплуатации скважин механизированным способом. Естественно, в рамках повышения

РИС. 1. Эволюция механизированного способа добычи нефти



УДК 622.276

РИС. 2. Эволюция механизированного способа добычи нефти



энергоэффективности к сервисным компаниям предъявляется требование по повышению доли оборудования с максимальным классом как по ЭЦН, так и по ПЭД.

Ключевой задачей при эксплуатации скважины механизированным способом является не только наличие энергоэффективного оборудования на скважине, но и грамотная комбинация узлов насосной установки, подбора и мониторинга режима работы, а также правильный выбор наземного электрооборудования.

При подборе оптимального оборудования по направлению энергоэффективности в программном продукте компании «Optimum Pump» «ЭРА-Мехфонд» имеется методика, позволяющая оценить расчетное энергопотребление планируемого оборудования и на ВНР осуществить автоматический фактический энергопотребления в сравнении с расчетным. Также система, помимо подбора оборудования, производит оценку текущего состояния и выдает рекомендации на проведение ППР и смену оборудования с высокой наработкой для достижения максимально эффективной эксплуатации. При работе системы как на подбор, так и анализ эксплуатации производится комплексный анализ, учитывающий:

- Потери мощности в ФА (штуцере) при отклонении по напору;
- Потери мощности в НКТ в зависимости от диаметра и глубины спуска насосной установки;
- Потери мощности в кабеле в зависимости от сечения, глубины

спуска насосной установки, температуры и рабочего тока;

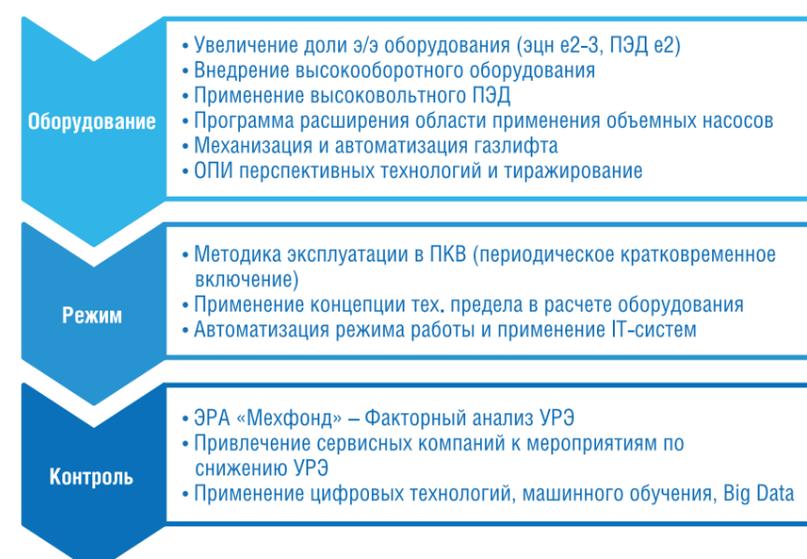
- Потери мощности при отклонении параметров подачи от рабочих характеристик;
- Потери мощности в ПЭД при отклонении фактической мощности от номинальной ($K_z \cos \phi$, КПД ПЭД).

В итоге Энергоэффективный дизайн – это выбор комплектации погружного оборудования и условий его эксплуатации, обеспечивающих наименьшее удельное энергопотребление.

При этом все-таки энергоэффективный дизайн не должен приводить к снижению установленного геологической службой уровня добычи жидкости и быть экономически обоснованным.

Именно обеспечение максимально эффективной эксплуатации скважины механизированного фонда позволяет обеспечить значительное снижение уровня энергопотребления, которое в случае компании более чем на половину приходится на механизированный процесс добычи нефти. Эффективность мероприятий определяется параметрами для нормализации, такими как линейное давление, обусловленное инфраструктурой, динамическим уровнем, газовым фактором, обводненностью, то есть в целом исходных условий по геологии и структурой фонда скважин в зависимости от среднего дебета, определяющего возможный типоразмер насосной установки и КПД.

РИС. 3. Концепция энергоэффективности



Комплексный подход по повышению энергоэффективности мехспособа ведется по направлениям оптимизации режима наземного и подземного оборудования, а также применения оборудования с высоким КПД. В концепции компании помимо выбора эффективного оборудования важен также выбор и поддержание оптимального режима работы. Обеспечение достигнутых на запуске показателей оборудования и продление максимального периода эффективной работы обеспечивается комплексным контролем.

Результат

По большинству дочерних обществ компании за 2018 год фактическое значение удельного расхода электроэнергии оказалось ниже не только планового, но и по данным анализа лучше лучших практик, учитывающих условия эксплуатации. При этом все еще сохраняется потенциал для оптимизации.

Такие значительные объемы сокращения энергозатрат, судя по статистике применения оборудования, определяются не только энергоэффективным оборудованием. Значительная доля объясняется оптимизацией режима работы и мониторингом. Но постепенно и по оборудованию идет рост, с каждым годом увеличивая долю энергоэффективного оборудования. Данное внедрение в основном идет в рамках сервисных услуг. Дочерние общества последнее время с поддержкой

РИС. 4. Достигнутые показатели удельного расхода электроэнергии

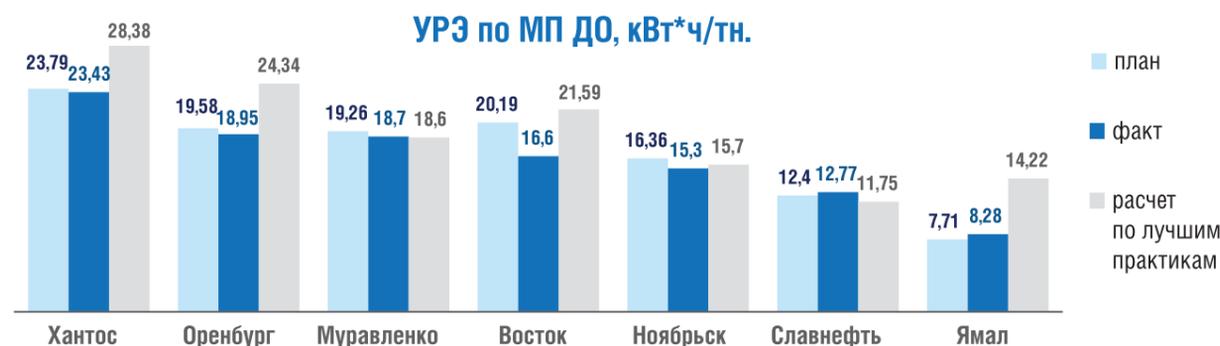
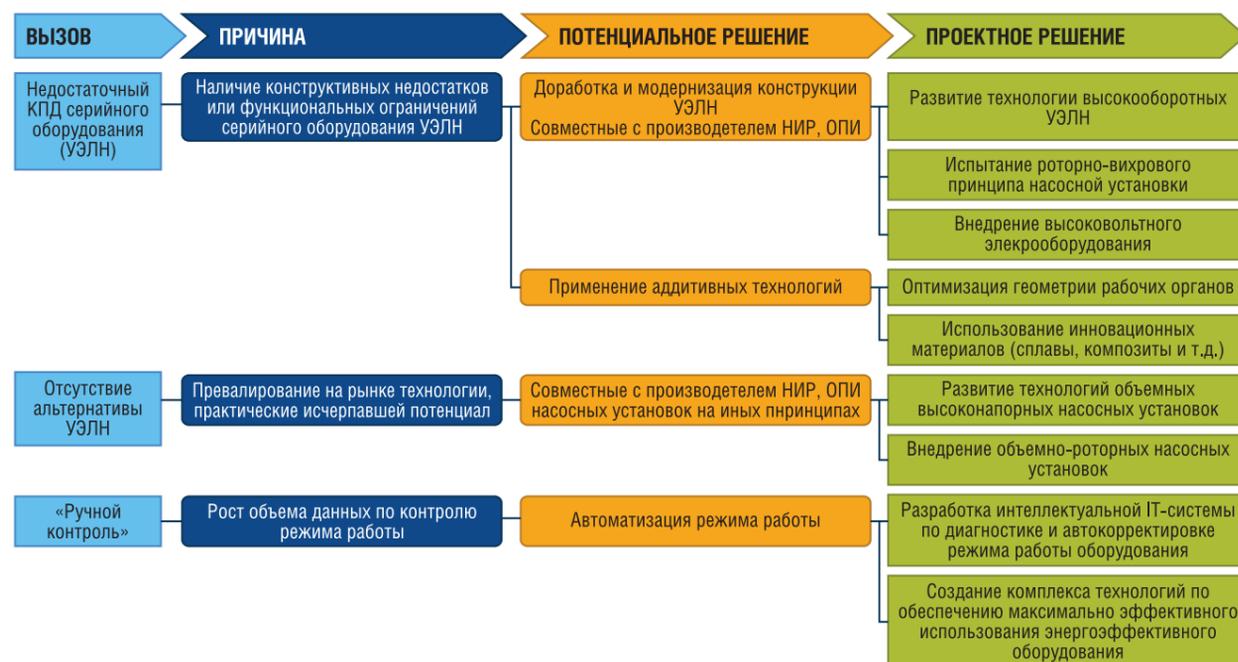


РИС. 5. Перспективные проектные решения



НТЦ усилили требования по предоставляемому оборудованию в прокат, внедрив программу по переходу ЭЦН на классы e2, e3 в качестве базовых в течение 5 лет.

Технологическое развитие

По направлению повышения энергоэффективности нефтедобывающего оборудования, помимо формирования требований к существующему оборудованию, НТЦ ведет активную работу по поиску новых энергоэффективных технологий и формированию технических требований к данным перспективным технологиям.

Заключение

Принцип внедрения энергоэффективного оборудования должен быть

экономически обоснован и комплексно проработан. В условиях автономности объектов нефтедобычи и генерации электроэнергии за счет попутно добываемого газа экономический эффект от внедрения энергоэффективного оборудования может быть отрицательным. Массовое внедрение без применения комплекса методики подбора оборудования и мониторинга режима работы с оценкой целесообразности проведения корректирующих мероприятий также может свести весь потенциальный эффект к нулю. Только комплексный подход с подбором оборудования, режима с последующим контролем на основании экономического обоснования обеспечит максимальную энергоэффективность

механизированного способа эксплуатации, ставшего основным в нефтедобывающей отрасли как нашей страны, так и всего мира. ●

Литература

- СК-01.02.01.02.01 версия 1.0 Эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных насосов. Департамент добычи нефти и газа ПАО «Газпром нефть», 2016.
- ГОСТ Р 56830-2015 Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования, 2015.
- ГОСТ Р 54149-2010 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, 2010.
- ГОСТ Р 56830-2015 Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования (с Изменением № 1).

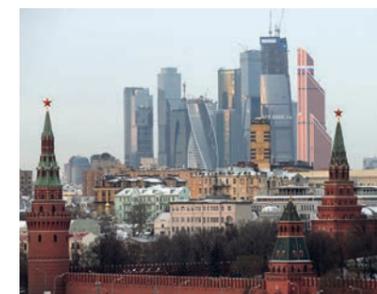
KEYWORDS: oil production, high technologies, complex geological conditions, electric drive pumps, energy efficiency of production.



РОССИЯ БЛЕФУЕТ, А ЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ ШАТКО

Jyllands-Posten

Келль Луи Педерсен
Ежегодно экономисты подсчитывают, как колебания цен на нефть сказываются на странах-экспортерах с макроэкономической точки зрения. По данным МВФ, чтобы сбалансировать государственные финансы, России нужна средняя цена в 53 долл. А значит, когда Путин уверяет, что Россия выстоит даже при цене в 40 долл. за барр., это просто блеф перед встречей в формате «ОПЕК плюс».



Таким образом, В. Путина и российское правительство более чем устроит, если сырая нефть из Северного моря будет продаваться в августе за 61,75 долл. за барр.

Российская сырая нефть не столь прибыльна. Нефть класса «Урал» идет по 57,15 долл. за барр. Если достаточно уровня в 40 долл., то сейчас, когда цены на целых 43% выше, деньги в российскую казну должны литься мощным потоком. Между тем положение дел в российской экономике далеко не блестящее.

Расчеты макроэкономической консультативной группы «Кэпитал Экономикс» показывают, что падение средней цены на сырую нефть в 10 долл. за барр. снизит российский экономический рост в 2019 г. на 1,9%, снова ввергнув страну в рецессию.

ЧТО ЖДЕТ РОССИЮ НА ГАЗОВОМ РЫНКЕ ЕВРОПЫ?

eurasianet

Александр Аликин

Россия до последнего времени была рекорды по экспорту газа, обеспечивая более трети потребностей Европы. Но в ближайшие годы конкуренция на этом рынке усилится из-за увеличения потребления СПГ. Кроме того, негативно на российском экспорте могут сказаться жесткие требования Третьего энергопакета относительно конкуренции и разнообразия поставок. В мире растет потребление СПГ, что снижает долю трубопроводного газа, а Россия на рынке сжиженного газа занимает относительно скромную роль. Кроме того, Европа пытается снизить зависимость от российского газа и хочет построить новые газопроводы, чтобы закупать газ в том числе за пределами России.

Следует отметить, что «Газпром» бьет рекорды на фоне снижения экспорта у своих конкурентов – Алжира, Норвегии и Нидерландов.

МЭА также прогнозирует рост потребности Европы в импорте газа, но считает,

что дополнительные объемы будут покрываться за счет альтернативных поставщиков. При этом агентство отмечает, что в ближайшие годы Россия продолжит оставаться крупнейшим поставщиком газа в Европу.

НОВАЯ РОССИЙСКАЯ ДОКТРИНА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ



Ведран Обучина

Новая «Доктрина энергетической безопасности РФ», которая заменила предыдущий документ от 2012 г., отражает современную ситуацию и определяет угрозы и вызовы безопасности российского топливно-энергетического сектора. Кроме того, это сигнал, адресованный НАТО и ЕС, о том, что Россия воспринимает их действия в сфере энергетики как враждебные по отношению к РФ.



Российские компании могут истолковать это как то, что их стимулируют к более активному обходу санкций и последствий нормативов ЕС, которые российские власти считают вредными. Здесь явно идет речь о роли, которую играет новая российская элита, так называемые «кремлевские дети». Они уже заняли важные посты в ключевых секторах экономики (энергетика, банковская сфера, инвестиции) и постепенно будут учиться управлять и выстраивать политику. Тем самым они укрепляют позицию своих родителей в российской системе и упрочивают вредную политическую и бизнес-систему в России. Так сохраняются семейственность и коррупция. Хотя российская система в долгосрочной перспективе кажется неустойчивой, элиты изо всех сил будут защищать ее, как только смогут, а не реформировать. ●

В ПОИСКАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА

7 ИЮНЯ В МОСКВЕ ПРОШЕЛ СЕМИНАР «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА – 2019», НА КОТОРОМ ПРЕДСТАВИТЕЛИ ОТРАСЛИ ИСКАЛИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ. НО ЧТО ЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЭТА ВСЕМИ ИСКОМАЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ? В КАКИХ ПОКАЗАТЕЛЯХ ОНА НАХОДИТ СВОЕ ВЫРАЖЕНИЕ, ЭКВИВАЛЕНТНА ЛИ ЭКОНОМНОЙ ДОБЫЧЕ И С ПОМОЩЬЮ КАКИХ ПОДХОДОВ ДОСТИЖИМА?

ON JUNE 7, "ENERGY-EFFICIENT OIL AND GAS EXTRACTION AND PROCESSING – 2019" SEMINAR WAS HELD IN MOSCOW, AT WHICH INDUSTRY REPRESENTATIVES WERE LOOKING FOR ENERGY-EFFICIENT SOLUTIONS IN THE AREA OF OIL PRODUCTION AND REFINING. BUT WHAT IS THE DESIRED ENERGY EFFICIENCY? IN WHAT INDICATORS IS IT EXPRESSED; IS IT EQUIVALENT TO ECONOMICAL PRODUCTION, AND WITH WHAT APPROACHES CAN IT BE ACHIEVED?

Ключевые слова: выставки и конференции, энергоэффективность, добыча, переработка нефти и газа, система энергетического менеджмента.

Мария Гуляева

система четко регламентирована, появляется платформа для автоматизации, и только с этой платформы можно сделать уверенный шаг в 4.0.

Ключевой момент – мотивация

Только используя передовое нефтепромысловое оборудование, оптимизируя процесс добычи, совершенствуя методологию ремонтно-изоляционных работ, можно достигать высоких показателей в работе предприятия.

Повышение энергоэффективности добычи напрямую зависит от «адекватного нормирования» всех вовлеченных в нее процессов, – считает Алексей Викторович Конев, директор по инновациям ФГБУ «Российское энергетическое агентство», – ведь порой задачи, которые ставят министерства, решаются только на бумаге и не достигают своих целевых значений. На самих нефтяных месторождениях такой подход не приветствуется, ведь разработка никогда не заканчивается только на этапе освоения объекта.

– Прежде чем что-либо автоматизировать, нужно это регламентировать, – говорит А. Конев, уже более 10 лет занимающийся популяризацией системы энергетического менеджмента, – только когда



Системы инновационного менеджмента внедрены во многих компаниях. Однако не все они соответствуют национальному стандарту ГОСТ Р 56273.1-2014. «Инновационный менеджмент. Часть 1. Система инновационного менеджмента», который полностью идентичен международному документу CEN/TS 16555-1:2013, в силу того, что подходы, описанные в нем, не являются единственно верными для нефтегазового сектора.

Вопрос директора по инновациям РЭА повисает на мгновение в воздухе, но только для того, чтобы подобно «фишбону» разойтись на десятки встречных вопросов из зала. Например, чем, собственно, отличается цифровизация от автоматизации, а автоматизация от цифровой трансформации?

– С большей вероятностью ответ на этот вопрос найдется, когда проект «Цифровая энергетика» будет не только сформирован, но и реализован.

Или: нужен ли отечественной нефтедобыче бенчмаркинг, если подразумеваемое им раскрытие за свои же деньги третьим лицам коммерческих тайн никак не повышает энергоэффективность, а только создает дополнительный повод для беспокойств?

– У бенчмаркинга банально отсутствует методология, к тому же не совсем понятно, как использовать те данные, что представляют компании, – отвечает А.В. Конев.

Действительно, не существует прямой конвертации цифровых показателей в готовые решения. Компании изолированно и под покровом коммерческой секретности друг от друга финансируют и разрабатывают новое оборудование, в то время как создание венчурного фонда стало бы простым и быстрым решением общей для всех задачи.

УДК 659



По мнению А. Конева, отсутствие в Постановлении № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» раздела и требований об энергоэффективности не должно восприниматься как преграда; закладывать то или иное оборудование в проектную документацию можно и нужно, исходя исключительно из нужд компании.

– Ключевой момент энергоэффективности – это мотивация, – заключает он.

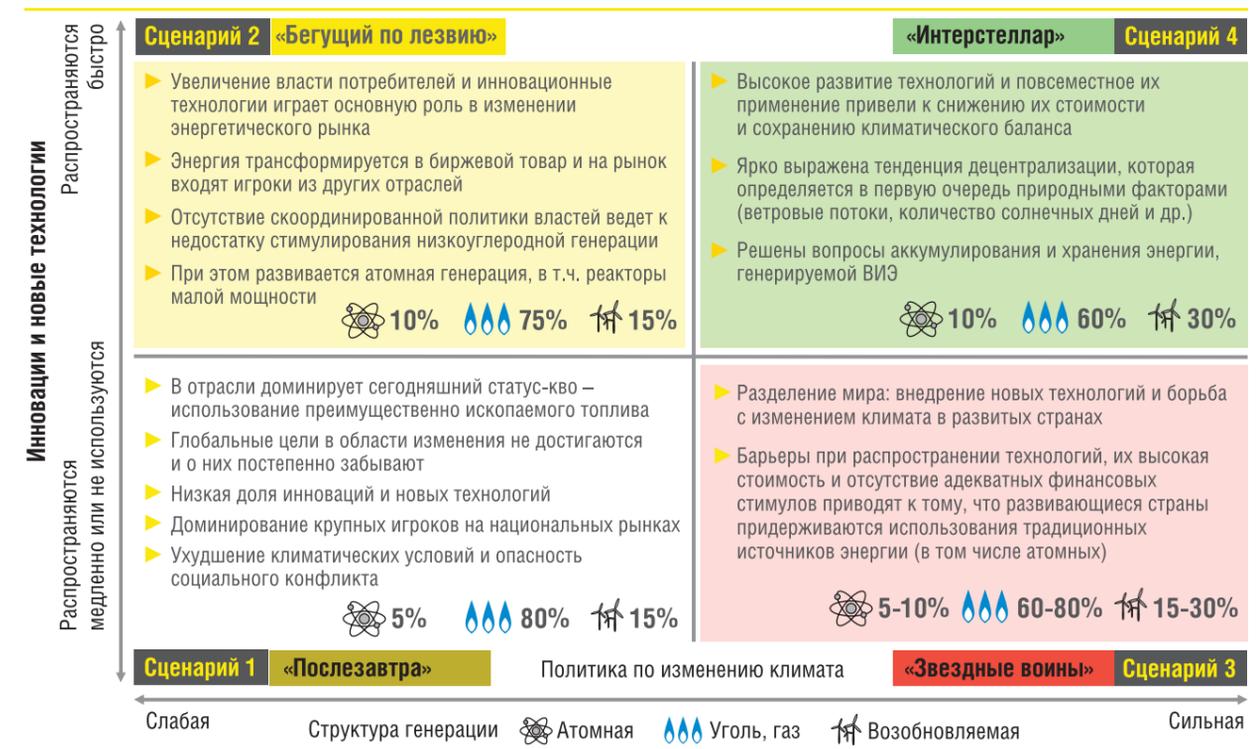
Как известно, если правильно объяснить людям «зачем», то они всегда найдут способ «как».

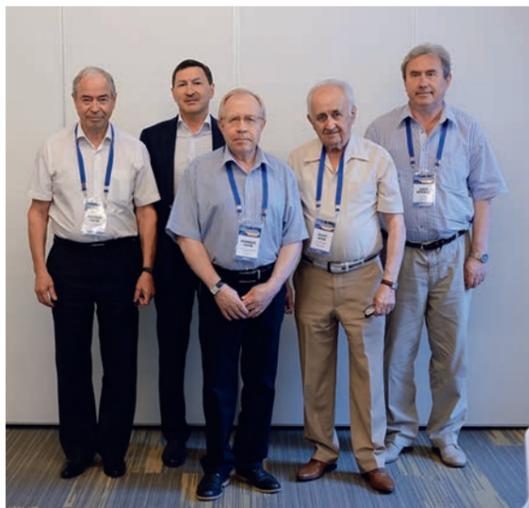
Период новой нормальности

Еще 10 лет назад в топ-5 мировых лидеров по капитализации входили нефтегазовые гиганты, например такие как Shell и Exxon Mobil, однако сегодня наверху только высокотехнологичные компании, которые, являясь безусловными лидерами, диктуют свои условия развития, поэтому и цифровизация

воспринимаются уже как должное. Стоимость технологий неминусом снижается, что подстегивает инвесторов вкладывать в IT-компании все больше и больше денег. За те же 10 лет дроны и роботы стали стоить на 100 процентов дешевле. Компания BP в 2017 году вложила 20 млн долл. в стартап Beyond Limits, который на основе искусственного интеллекта и когнитивных вычислений адаптирует для сектора upstream технологии НАСА, предназначенные для разведки дальнего космоса. По прогнозам той же BP, стоимость добычи к 2050 году снизится в среднем на 30 %, и это включая ТРИЗ и Арктику. Крупные западные компании вкладывают средства в развитие технологий на том же финансовом уровне, что и в чистую энергетику и геофизику.

– Все это позволяет нам прогнозировать развитие нефтегазовой отрасли по одному из четырех возможных сценариев, – говорит менеджер E&Y Ольга Белоглазова, основываясь на проведенном E&Y совместно с бизнес-школой Сколково исследовании, – и оптимальный сценарий, как видим, основан на сохранении климатического баланса, тенденции децентрализации и повсеместном применении технологий.





Однако такой сценарий, как мы все понимаем, почти не достижим. Нас ждут скорее «Звездные войны», чем «Интерстеллар».

Ведущие направления цифровых технологий, развиваемых в нефтегазовом секторе:

- Искусственный интеллект и облачные решения;
- Безопасность;
- Интернет вещей, сбор информации с датчиков.

Берем лучшее у лучших

В «ПАО» Газпром нефть» с 2017 г. начали проводить внутреннюю оценку эффективности предприятий, разработав и описав для этого ряд критериев.

— По завершении одного такого оценочного цикла были сделаны выводы, что разработанная методика достигла потолка, поскольку основывалась только на выполнении предприятиями стандартов, — говорит Максим Найдин, руководитель направления по энергосбережению, ПАО «Газпромнефть». — Поэтому подход и оценка были в корне изменены, допуская, что предприятия способны самостоятельно развивать свои системы энергетического менеджмента, причем значительно быстрее, чем департамент выпускает стандарты. Рейтинговое агентство разработало перечень направлений, сформировало опросные листы, перевело систему оценки в баллы и,



разделив критерии на технические и организационные, запустило. Таким образом, предприятия получили творческую свободу и возможность становиться примером для подражания, равно тиражирования, а агентство, помимо объективных данных, еще и турнирную таблицу, чтобы предприятиям-лидерам вручать раз в год памятные награды. И вот она, все та же мотивация, с которой начинали.

Китай ни при чем

Переводя тем самым разговор в практическое русло, М. Фазлетдинов, компания «Сургутнефтегаз», поделился опытом применения энергоэффективного оборудования.

— Используя автоматизированную систему сбора информации с насосов посредством схемы: датчики—серверы—обработка, были приведены сравнения энергопотребления и наработки УЭЦН, винтовых насосов и вентильных двигателей при равных дебитах и характеристиках оборудования. И если в случае с УЭЦН результат был логичен и предсказуем: УЭЦН в энергоэффективном исполнении оказались экономичней серийных, но при этом все равно не окупаемыми только за этот счет, то вентильные двигатели, странным образом, КПД-то у них выше, проиграли битву асинхронным частотникам, — заключил он.

Одни участники семинара решили, что причина такого неочевидного проигрыша в китайских магнитах, другие — что в лопастях. Вопрос остался открытым и спорным.

Таким образом, по завершении семинара «Энергоэффективная добыча и переработка нефти и газа» было создано смысловое облако, дающее участникам возможность поразмышлять над тем, благодаря каким нормативным актам инновациям дают добро на разработку. Как они затем могут быть внедрены, оценены, и в конечном счете как повлияют на развитие нефтегазовой отрасли в перспективе. ●

KEYWORDS: exhibitions and conferences, energy efficiency, production, oil refining and gas processing, energy management system.

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

Зачем куратор российского ТЭК ездил в Венесуэлу?

Рабочий визит в Венесуэлу вице-преьера России И. Сечина в июне 2009 г. завершился заключением ряда экономических соглашений. Стороны подписали положение о межправительственной комиссии по вопросам военно-технического сотрудничества.



Во дворце «Мирафлорес» были подписаны соглашение о создании совместного предприятия «Газпрома» и венесуэльской нефтегазовой корпорации ПДВСА по оказанию сервисных услуг в нефтегазовой промышленности, дополнение к меморандуму о взаимопонимании между госкорпорацией «Ростехнологии», представленной ООО «Проминвест», и ПДВСА о создании совместного предприятия по решению экологических проблем.

Комментарий Neftegaz.RU

К началу 2019 г., по заключенному 10 лет назад контракту, Россия продала Венесуэле оружие и автомобили на 7 млрд долл. США. Кроме того Венесуэла получила от России займы в обмен на обещание покупать все, что можно купить за границей, только у России. Роснефть получила контроль над крупнейшими венесуэльскими нефтяными активами: сегодня ей принадлежит до 20 до 40 % крупнейших компаний, входящих в корпорацию PDVSA. Под залог очередного кредита Россия получила 49,9 % компании Citgo, владеющей трубопроводами и



наливными терминалами в США, что позволяет России в определенной мере влиять на нефтяную политику США. Разумеется, пока она сохраняет свое присутствие в Венесуэле. По оценкам экспертов, российские нефтяные активы в Боливарианской Республике оцениваются в 50 млрд долл. США.

Бразилия хочет готовить СПГ по российским рецептам

Бразилия интересуется российскими технологиями сжижения природного газа, применяемого на морских буровых платформах, заявил в Москве заместитель министра иностранных дел Бразилии П. Гимараеш, в ходе своего визита в Россию в рамках заседания российско-бразильской комиссии по экономическому сотрудничеству. Со своей стороны Бразилия готова предложить России собственные технологии глубокого бурения.

Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Бразилия рассчитывает в основном на российские инвестиции, в т.ч в нефтегазовую сферу. К 2019 г. российские инвестиции в экономику Бразилии достигли 1,5 млрд долл. США. Приток инвестиций идет, в частности, по линии Роснефти в рамках проекта разработки углеводородов в бассейне Солимоинс. Разведочное бурение Роснефти в бассейне Солимоинс оказалось успешным, всего пробурено не менее 6 скважин. Обнаружены не только запасы газа, но и запасы легкой нефти. Роснефть изучает возможности участия и в других нефтегазовых проектах в Бразилии, но добыча там может начаться не ранее чем через несколько лет, поскольку речь идет о труднодоступных районах.

«Кубышка» России исчезнет в следующем году

Фонд национального благосостояния недолго радовал глаз его создателей и уже в следующем году может прекратить свое существование, писал Neftegaz.RU в июне 2009 г. Правительство РФ намерено использовать средства фонда, 2,8 трлн рублей, для покрытия дефицита бюджета-2010.

Комментарий Neftegaz.RU

Федеральный бюджет на 2019–2021 гг. в два раза меньше зависит от нефтегазовых доходов, чем бюджет 2009 г. Так считает председатель Счетной палаты А. Кудрин.



На 2009 г. пришелся пик зависимости от нефтегазовых доходов. Снижение зависимости российского бюджета от нефти и газа стало результатом применения бюджетного правила. Согласно бюджетному правилу, дополнительные нефтегазовые доходы пойдут в Фонд национального благосостояния. Сами доходы ожидаются в размере 3,369 трлн руб.

В результате ожидается рост ФНБ за три года с 3,8 до 11,4 трлн руб., или с 3,8 до 12 % ВВП. ●

ГЕОЛОКАЦИОННЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДА

Пачковский Вячеслав Игоревич, магистр, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа

Гуров Никита Антонович, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа

Кащенко Алексей Иванович, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа

Безбородов Юрий Николаевич, заместитель директора по научной работе, заведующий кафедрой топливообеспечения и горюче-смазочных материалов, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, д.т.н.

Сокольников Александр Николаевич, заведующий кафедрой проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, к.т.н.

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ – ОСНОВНОЙ ВИД ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ И ПРОДУКТОВ НА ИХ ОСНОВЕ. ОН НЕ ТРЕБУЕТ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ (В ОТЛИЧИЕ, НАПРИМЕР, ОТ МОРСКОГО ТРАНСПОРТА), ДОСТАТОЧНО ЭКОЛОГИЧЕН И УДОБЕН. ОДНАКО ЧАСТЫЕ ВРЕЗЫ В ТРУБОПРОВОДЫ НАНОСЯТ НЕ ТОЛЬКО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УЩЕРБ, НО И МОГУТ ПРИВЕСТИ К СЕРЬЕЗНЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ ПОСЛЕДСТВИЯМ. СОВРЕМЕННЫЕ УЧЕНЫЕ ПРЕДЛАГАЮТ РАЗНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫМИ ВРЕЗКАМИ В ТРУБУ, СВОЙ МЕТОД ПРЕДЛОЖИЛИ И РАЗРАБОТЧИКИ ИЗ СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА, ПРЕДЛОЖИВШИЕ ОБНАРУЖИВАТЬ ВРЕЗКИ С ПОМОЩЬЮ СУДНА НА ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКЕ

THE MAIN PIPELINES ARE THE MAIN MODE OF TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS AND PRODUCTS BASED ON THEM. IT DOES NOT REQUIRE THE CONSTRUCTION OF ADDITIONAL INFRASTRUCTURE (UNLIKE, FOR EXAMPLE, MARITIME TRANSPORT); IT IS QUITE ENVIRONMENTALLY FRIENDLY AND CONVENIENT. HOWEVER, FREQUENT CUTS IN THE PIPELINES NOT ONLY CAUSE ECONOMIC DAMAGE BUT CAN ALSO LEAD TO SERIOUS ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES. MODERN SCIENTISTS PROPOSE DIFFERENT METHODS FOR CONTROLLING UNAUTHORIZED INCISIONS INTO THE PIPE, AND THE DEVELOPERS FROM THE SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY HAVE PROPOSED THEIR OWN METHOD, SUGGESTING THAT THE TIE-INS BE DETECTED USING AN AIR CUSHION VESSEL

Ключевые слова: геолокация, магистральные трубопроводы, несанкционированные врезки, судно на воздушной подушке, контроль.

В последние годы решение задач обеспечения промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта приобретает особенное актуальное значение в связи с несанкционированными подключениями к трубопроводам, так называемыми «врезками». Такие противоправные действия в большинстве случаев приводят к чрезвычайным ситуациям:

авариям и последующим загрязнениям окружающей среды. Поэтому повышение надежности и безопасности технологических процессов при эксплуатации магистральных трубопроводов с применением современных методов и технологий дистанционного контроля является актуальной задачей [1].

Все методы обнаружения утечек и несанкционированных врезок чаще всего подразделяются на две категории: методы постоянного контроля и методы периодического контроля.

К методам постоянного контроля относятся:

- метод сравнения расходов;
- метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой;
- метод линейного баланса;
- метод акустической эмиссии;
- метод сравнения изменения скорости расходов;
- метод отрицательных ударных волн;
- метод ударных волн Жуковского.

УДК 620.179

РИС. 1. Наземная геолокация за счет СВП

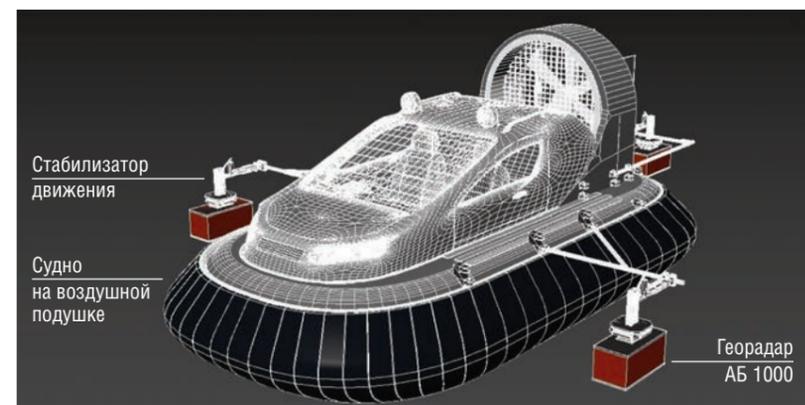


РИС. 2. Принцип работы георадара

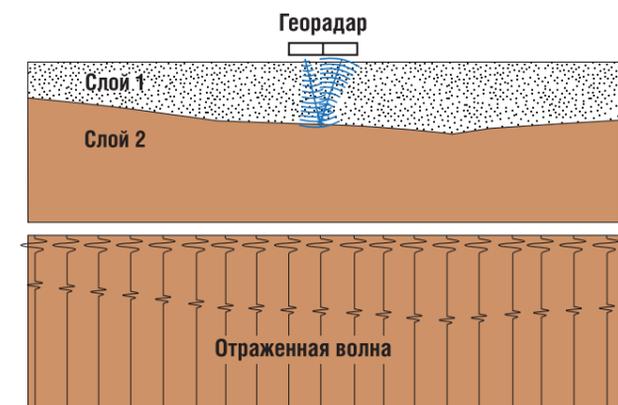
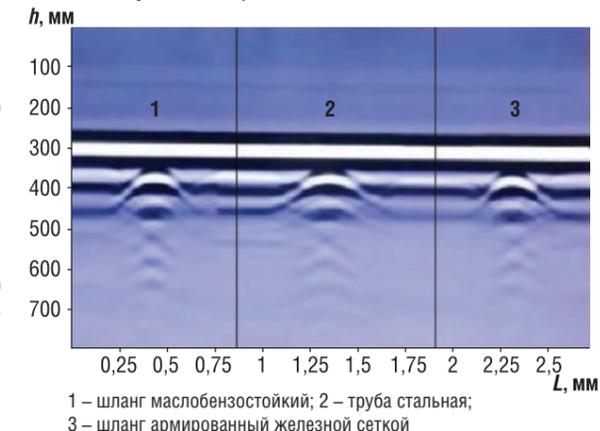


РИС. 3. Результат эксперимента АБ-1000



К методам периодического контроля относят:

- визуальный метод;
- ультразвуковой метод [9];
- метод анализа статического давления;
- магнитный метод контроля;
- комбинированный электромагнитный метод;
- беспилотный метод.

При этом на сегодняшний день в нефтегазодобывающих компаниях для контроля несанкционированных врезок наиболее распространены три метода:

- 1) Внутритрубная диагностика, недостатком которой является ее долгая периодичность (РД-39-132-94) [6];
- 2) Визуальный контроль, затруднен из-за большой протяженности магистрального трубопровода под землей [5];
- 3) Контроль рабочих параметров технических процессов перекачки. В настоящее время существующие приборы контроля технических параметров процесса перекачки обладают погрешностью в пределах от 0,25 до 1% [7].

Проанализировав существующие методы, можно сказать, что они недостаточно эффективны.

Целью данной работы является разработка технологии оперативного обнаружения несанкционированных врезок в магистральном трубопроводе.

Эксперимент проводился при помощи АБ-1000 и трех разных по диаметру и материалу труб, закопанных в песок.

Принцип действия большинства современных георадаров тот же, что и у обычных импульсных радаров. В изучаемую среду излучается электромагнитная волна, которая отражается от разделов сред и различных включений. Отраженный сигнал принимается и записывается георадаром. Принцип работы георадара показан на рисунке 2 [10].

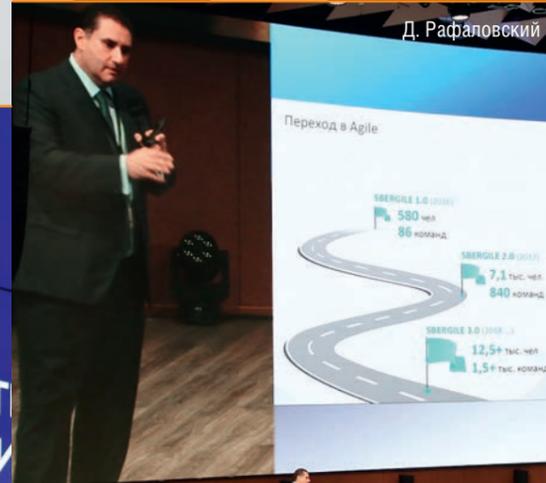
Метод по обнаружению несанкционированных врезок с помощью судна на воздушной подушке (СВП). Данный метод заключается в закреплении на СВП георадаров АБ-1000 с трех сторон на высоте 30–40 см от уровня земли, которые находятся на стабилизирующей конструкции. Стабилизирующие конструкции нужны для того, чтобы убрать погрешность, которая появляется при вертикальных изменениях георадара. Принцип работы следующий: СВП перемещается вдоль изучаемой местности, в подповерхностный слой земли излучается электромагнитный импульс, который отражается от раздела сред или включения. Отраженный сигнал принимается и записывается прибором, полученный результат отображается на экране компьютера. Эксперимент по обнаружению отводов за счет СВП показан на рисунке 3. ●

Литература

1. Публичное акционерное общество «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.transneft.ru>. (Дата обращения: 18.02.2017).
2. Гольянов А.А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах / А. А. Гольянов. – Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2002. №10. – С. 5–14.

3. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надёжности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах / С.Е. Кутуков. – Нефтегазовое дело, 2004. № 2. – С. 29–45.
4. Технология ремонта трубопроводов с применением чопов, патрубков и тройников: РД 91.200.00-КТН-119-07: утв. приказом ОАО «АК Транснефть» от 11 мая 2007 г.: с 18 мая 2007 г.
5. Мамонова Т.Е. Модифицированный метод гидравлической локации для определения утечек в нефтепроводах: Диссертация на соиск. уч. степ. канд. техн. наук: Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, 2012. – 148 с. 8.
6. Пат. 2176082 Российская Федерация, МПК G 01 N 27/83. Внутритрубный магнитный дефектоскоп [Текст] / Гаврюшин А.Ф., Цацуев М.С., Ферчев Г.П.; заявители и патентообладатель ЗАО «Нефтегазкомплекссервис». № 2000132532/28 заявл. 26.12.00; опубл. 20.11.01.
7. Первухин П.А. Методы и приборы обнаружения утечек нефтепродуктов [Электронный ресурс] / П.А. Первухин. – Интернет-журнал «Технологии техносферной безопасности», 2009. № 6. – Режим доступа: <http://ipb.mos.ru/ttb> (дата обращения: 19.01.2017).
8. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-е изд. / Под общей редакцией Ю.Д. Земленкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. 623 с.
9. Ультразвуковой метод контроля [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://impuls-ndt.ru/article_info.php?articles_id=87 (Дата обращения: 18.02.2017).
10. Пат. 2119680 Российская Федерация, МПК G 01 V 3/11. Способ геоэлектромагнитной разведки и устройство для его реализации [Текст] / Кравченко Юрий Павлович; заявитель и патентообладатель Кравченко Юрий Павлович – № 94014548/25; заявл. 19.04.94; опубл. 27.09.98.
11. Пат. 2311319 Российская Федерация, МПК В 64 С 39/02. Беспилотный летательный аппарат для видеонаблюдения и способ его управления и передачи данных [Текст] / Юнайтид Текнолоджиз Копэрейшн; заявитель и патентообладатель Юнайтид Текнолоджиз Копэрейшн – № 96123282/28; заявл. 27.04.95; опубл. 20.07.99.
12. Георадар «ОКО-2» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.geotech.ru/market/catalog_oborudovaniya/georadar_oko. (Дата обращения: 18.02.2017).

KEYWORDS: geolocation, pipelines, unauthorized tapping, the hovercraft, control.



КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

Любая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НКГ просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НКГ, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

Специалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НКГ по организации поставок...

Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НКГ

1. Оборудование и инструмент в НКГ



2. Сервис, услуги и технологии в НКГ



3. Сырье и материалы в НКГ



4. Нефтепродукты, нефть и газ

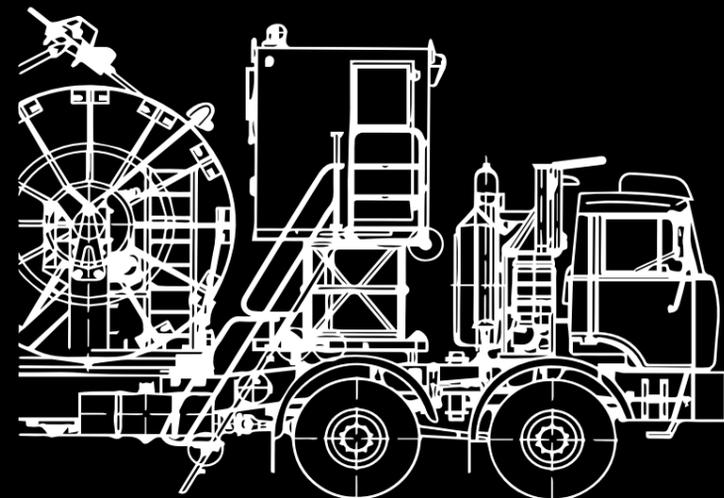


2 Сервис, услуги и технологии в НКГ

2.5 Буровое оборудование и инструмент

2.5.16 Мониторинг и диспетчеризация

СКР «СКОРПИОН» позволяет собирать и отображать информацию со всех доступных датчиков установки ГНКТ, азотных, насосных станций и необходимых манометров



- Вес ГНКТ
- Давление в затрубном пространстве
- Давление устьевого
- Давление циркуляции
- Давление герметизатора
- Давление привода инжектора
- Давление натяжения цепи
- Давление привода барабана
- Давление насоса
- Термометр затрубного пространства
- Глубина 1,2
- Блокировка инжектора
- Расход насосной, азотной, кислотной установок
- Давление прижима верхних, средних, нижних колодок

НАСТРОЙКА КОМПЛЕКСА ПОД ЗАДАЧИ ПРОИЗВОДСТВА

1. Открытая платформа разработки интерфейса HMI на основе Web
2. Функции управления устройствами ввода/вывода
3. Интеграция в существующие системы дело-скважин
4. Обработка промышленных интерфейсов
5. Обработка протоколов связи
6. Концепция интернета вещей.



МИКРОСЕЙСМОКАРОТАЖНАЯ СТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9. Датчики прочие

Назначение:

Усиление, аналого цифровое преобразование, накопление, хранение и просмотр зарегистрированных данных при проведении работ ВЧР и ВСП

Область применения:

малоглубинные сейсмические исследования в скважине

Состав системы:

- Зонд сейсмический SGD-SLM/G3
- Бортовой модуль SGD-SLM/CU
- Система синхронизации по кабелю SGD-SHC80.



Основные технические данные зонд сейсмический SGD-SLM/G3:	
Количество каналов регистрации сейсмического сигнала	3
Три встроенных геофона для регистрации сейсмического поля	GS-20DX, GS-20DX-2B
Уровень собственных шумов регистрирующего канала, при $K_u=64$, $T=2$ мс	< 0,08 мкВ
Коэффициент предварительного усиления регистрирующего канала, K_u	1, 2, 4, 8, 16, 32 и 64
Мгновенный динамический диапазон регистрации сигнала	> 130 дБ
Коэффициент подавления входного синфазного сигнала	> 100 дБ
Частотный диапазон регистрируемого сигнала (по уровню минус 3 дБ)	0...206 (413, 826, 1652) Гц
Период квантования регистрируемого сигнала	2, 1, 0,5 и 0,25 мс
Коэффициент нелинейных искажений регистрирующего канала	< 0,0005 %
Количество разрядов АЦП (ADS1282 Texas Instruments)	32 бит
Интерфейс передачи данных	специальный
Максимальная длина кабеля	100 м
Напряжение питания	30 ... 100 В
Максимальная потребляемая мощность	16 Вт
Диаметр скважины	< 150 мм
Время прижима зонда	< 60 с
Усилие прижима	кг
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP68
Диапазон рабочих температур	- 40 ... +85 °С
Габаритные размеры	57 x 630 мм
Масса	5,5 кг

Основные технические данные модуля бортового SGD-SLM/CU:	
Максимальное количество каналов регистрации	24
Максимальное количество подключаемых зондов	8
Управляющий микрокомпьютер (микропроцессор)	Colibri T20 512MB IT
Операционная система	LINUX
Емкость энергонезависимого ЗУ типа NAND Flash для данных	4048 Мбайт
Емкость энергонезависимого ЗУ типа SD Card для данных	≤ 32 Гбайт
Разрешение цветного графического дисплея (NEC NL8048BC24-09D)	800x600
Интерфейс USB 2.0	1
Интерфейс ETHERNET 10/100 Мбит/с	1
Система синхронизации взрывных источников	SGD-S, ShotProll, BomBox
Система синхронизации электромагнитных импульсных источников	SGD-SP
Система синхронизации источников типа «падающий груз», «кувалда»	SGD-SHC, SGD-SHR
Номинальное выходное напряжение аккумуляторной батареи	12 В
Номинальная емкость аккумуляторной батареи	8,5 Ач
Продолжительность непрерывной работы от аккумуляторной батареи	8 часов
Напряжение питания в режиме заряда от сети переменного тока	90...264 В
Время заряда полностью разряженной аккумуляторной батареи, ч	≤ 12
Номинальное выходное напряжение для питания зондов	100 В
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11 ... 15 В
Степень защиты по ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89 CEI 70-1 EN 60529)	IP64
Диапазон рабочих температур окружающей среды	- 30...+70 °С
Габаритные размеры	270x246x124 мм
Масса	7 кг

ЦИФРОВАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОСТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Станция предназначена для производства сейсморазведочных работ методами преломленных и отраженных волн при проведении геолого-геофизических исследований.

Станция состоит из одного или нескольких блоков и персонального компьютера или специализированного блока управления. Каждый блок обеспечивает получение данных с 24-х сейсмических каналов и их предварительную обработку. Количество каналов сейсмостанции определяется количеством применяемых блоков.

Компьютер обеспечивает управление блоками, последующую обработку информации, отображение результатов и подключается к сети через адаптер. Скорость обмена по локальной сети – 10 Мбит/сек.

Передача информации по локальной сети может осуществляться через радио, что обеспечивает возможность дистанционного управления устройствами в сети в радиусе до 100 м. и позволяет оператору находиться в защищенном от внешних климатических условий месте. Обслуживание сейсмостанции производится одним оператором. Конструкция модулей обеспечивает ее надежную эксплуатацию в жестких условиях и в широком диапазоне температур. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Число регистрируемых каналов	2-1024 (24 канала в одном блоке)
Диапазон регистрируемых частот, Гц	5-4000 (8000 по заказу)
Разрядность АЦП	24
Покальная аттенюация сигнала, дБ	0, 20, 40
Уровень шумов, приведенных ко входу, мкВ	0,25
Наличие синус тест генератора	есть
Контроль сейсмокоды	есть
Частота цифрового режекторного фильтра	50, 150, 200, 250
Время регистрации, мсек	до 192, 384, 768, 1536, 3072, 6144
Время задержки регистрации (отсчетов), сек	от -512 до +512
Число отсчетов на канал	до 3072
Число накоплений	до 32000
Управление станцией и обработка информации	с помощью ноутбука или специализированного блока управления
Диапазон температур (кроме ноутбука)	-30°... +50 °С

БУРОВОЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. *Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса*

1.6.9. Генераторы



Буровые установки серии УГБ для ведения геологоразведочных работ.

Гидравлическая трансмиссия позволяет плавно регулировать частоту вращения инструмента без потери крутящего момента.

Буровые установки серии УГБ обладают обширной доп комплектации для реализации всех основных задач бурения.

Технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм;
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108-146 мм;
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм.

Характеристики УГБ:

- Гидравлическая трансмиссия позволяет производить бесступенчатое регулирование частоты оборотов бурового инструмента с заданным крутящим моментом;
- Отсутствие механических КПП сводит ремонт к замене гидроаппаратуры;
- Высокая скорость движения вращателя позволяет сократить время сбора/разбора буровой колонны. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
артикул	УГБ
привод двигателя	автономный или от двигателя шасси через ком
ход подачи, мм	2200; 3400; 5200
усилие подачи, кгс:	
- вверх	3000/6000/4000/8000
- вниз	1500/3000/8000/4000
частота оборота двигателя, об/мин:	
- I диапазон	10-320
- II диапазон	10-710
крутящий момент, кгсм	410; 700
грузоподъемность лебедки, кгс	1000/3000
тип лебедки	гидроприводная планетарного типа со свободным сбросом
условная глубина бурения, м:	
- шнеками, диаметром 135 мм	40
- шнеками, диаметром 350 мм	12
- с промывкой, диаметром 93 мм	300
- с промывкой, диаметром 151 мм	80
- с пневмоударниками, диаметром до 250 мм	30
- ударно-канатное, диаметром 146 мм	35 - 40

АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.5.2. *Контрольно-измерительные
приборы и аппаратура*

1.5.2.8. Геофизическая аппаратура



Аппаратурно-программный комплекс для выполнения электроразведочных работ методом сопротивлений, естественного поля, вызванной поляризации, диагностики трубопроводов, исследований электрохимзащиты и т.п. Это аппаратно-программный комплекс, позволяющий проводить электроразведку несколькими методами.

Особенности:

- Связь между генератором и измерителем по радиоканалу (запуск на начало и окончание генерации, установка настроек генератора – частоты и тока)
- Малый вес комплекта – около 1,1 кг
- Длительный срок автономной работы (до 5–7 дней)
- Пыле-влаго-ударозащищенность по классу IP-65
- Подогрев экрана (для работы при низких температурах)
- Пересчет dU в Rk
- Сохранение результатов в памяти прибора, с возможностью дальнейшей перекачки на ПК через USB-интерфейс в формате ПО «ЗОНД»
- Учет методики полевых работ – смотки – размотки, нумерации пикетов, размеров приемной и токовой линий, и др.
- Построение графиков зондирования на экране измерителя, как в ходе измерений, так и для архивных данных. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Генератор:	
Выходное напряжение	до 200 В
Диапазон выходного тока	0.5 - 100 мА
Диапазон частот	0 - 2500 Гц
Запуск на генерацию ручной или по радиоканалу от измерителя	
Погрешность стабилизации	1%
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50°C
Габариты	160 * 80 * 55 мм
Масса	0.6 кг
Измеритель:	
Диапазон частот	0 - 2500 Гц
Диапазон измерений	-5 - +5 В
Разрядность	АЦП 24 бит
Объем памяти	2 Мб
Интерфейс связи с ПК	USB
Синхронизация с генератором	Радиоканал 433 МГц
Степень защиты	IP65
Диапазон рабочих температур	от -30 до +50°C
Габариты	180 * 130 * 35 мм
Масса	0.55 кг

« 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



« Один рубль, вложенный в арктические проекты, привлекает еще 15 рублей»

Д. Кобылкин

« Радует, что они (нефтяники – ред.) постоянно находят подходы, как стабилизировать ситуацию и где-то даже сдвинуть в позитивную сторону»

Д. Артюхов



« 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

РУСЭЛПРОМ – это эффективные решения для вашей отрасли



Горная добыча и металлургия



Нефтехимия и газодобыча



Судостроение



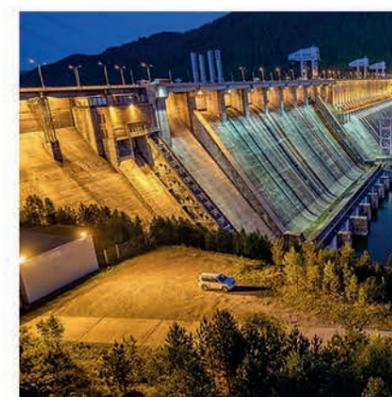
ЖКХ и водное хозяйство



Атомная энергетика



Транспорт



Гидроэнергетика

РУСЭЛПРОМ производит более 3000 наименований продукции:

- синхронные и асинхронные электродвигатели от 4 кВт до 20 МВт,
- генераторы до 36 МВт, гидрогенераторы до 250 МВт,
- цифровые системы возбуждения, частотно-регулируемые приводы (ЧРП), системы плавного пуска и другую электротехническую продукцию.

РЕКЛАМА

✉ mail@ruselprom.ru
 🌐 ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
 тел.: 8 (495) 788-28-27



magnum

РЕКЛАМА



Дом со своей точкой зрения

Клубный дом премиум-класса Magnum в Хамовниках – это концептуальный и эксклюзивный проект на 40 апартаментов и 4 пентхауса. В проекте – круглосуточная служба консьерж-сервиса, каминная комната, собственные зимние сады, подземный паркинг. Сдача в эксплуатацию в 3 кв. 2020 г.

magnum-house.ru

+7 (495) 127-53-16

Москва, ул. Усачева, 9

Застройщик проекта – Magnum Development.
С проектной декларацией можно ознакомиться на сайте magnum-house.ru