



ТЕПЛОВОЕ
ВОЗДЕЙСТВИЕ

● ЗАКАНЧИВАНИЕ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СКВАЖИН

● БЛОКИРОВАНИЕ
ТЕХНОГЕННЫХ
ТРЕЩИН

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

3 [87] 2019

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ
НЕФТЕСЕРВИС



Входит в перечень ВАК

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



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



ТЕКУЩИЙ
И КАПИТАЛЬНЫЙ
РЕМОНТ
СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА
И СОПРОВОЖДЕНИЕ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ,
ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ
СКВАЖИН



УСЛУГИ ПО
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
СОПРОВОЖДЕНИЮ
НАКЛОННО-НАПРАВ-
ЛЕННОГО БУРЕНИЯ



Сибирская Сервисная Компания



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

www.sibserv.com

АО «Сибирская Сервисная Компания»

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

Тел./факс:

+7 (495) 225-75-95

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



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



ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН



УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

РЕКЛАМА

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Крупнейшие нефтегазоносные территории России:



ФИЛИАЛЫ

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

ПАРТНЕРЫ



Caméo

MOSCOW VILLAS

Спрятаны в самом центре

+7 495 54 54 334

cameo-villas.ru

Закрытая
территория 0,55 га

Изысканные
сад и парк

Индивидуальные
патио

Террасы
на верхнем этаже

Дворецкий
и портье

Персональный
лифт

Виллы на «Маяковской»

17 ВИЛЛ 230-445 м²

Девелопер
STONE HEDGE

СКОРО СТАРТ ПРОДАЖ
На момент выхода рекламы финансирование проекта осуществляется
за счет собственных средств застройщика, привлечение денежных средств иных лиц не осуществляется
Сайт застройщика araptproekt.ru

РЕКЛАМА

Интеллектуальная добыча



14

Тепловое воздействие



18

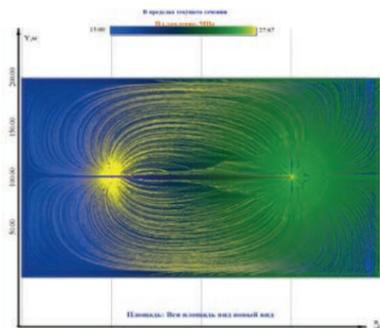
СОДЕРЖАНИЕ

Заканчивание горизонтальных скважин



24

Блокирование техногенных трещин



30

Эпохи НКК 6

РОССИЯ Главное

Боливарианские рубежи нефтегазового фронта 8
Дальний Восток + Арктика 10

События 12

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Интеллектуальная добыча 14

НЕФТЕСЕРВИС

Тепловое воздействие 18

Заканчивание горизонтальных скважин 24

Блокирование техногенных трещин 30

НЕФТЕСЕРВИС

Обоснование модели притока к горизонтальным скважинам в трещиноватом карбонатном коллекторе 34

Перколяционный метод 38

Применение симметричной биклотоиды для построения пространственного профиля 48

ОБОРУДОВАНИЕ

Команда эксплуатационного бурения Томского филиала ССК стала лучшей в конкурсе ООО «Газпромнефть-Восток» по итогам 2018 года 54

Выбор траектории коммуникации скважин ГНБ 56

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Защита оборудования ТЭК. Инновационные решения ECOMAST 60

Выбор траектории коммуникации скважин ГНБ



56

Особенности технологического процесса подготовки и компримирования низконапорного ПНГ



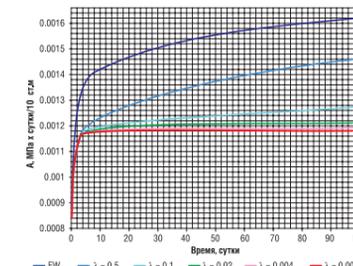
80

3D-палеогеомеханическая реконструкция



86

Численная модель



104

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Кибербезопасность нефтегазового сектора 62

ЮБИЛЕЙ

А.В. Гловацкий – про жизнь, профессию, страну и РУСЭЛПРОМ 72

ОБОРУДОВАНИЕ

Особенности технологического процесса подготовки и компримирования низконапорного ПНГ 80

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

3D-палеогеомеханическая реконструкция 86

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

П. Завальный: «Выставка «Нефтегаз» открывает бизнес-возможности» 94

Российский инвестиционный форум – 2019 98

ЗАПАСЫ

Роль литолого-петрофизических исследований в освоении природных резервуаров с ТриЗ 100

ДОБЫЧА

Численная модель 104

ЭКОЛОГИЯ

Биохимический контроль эффективности рекультивации тундровых почв 108

Хронограф

111

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Термодинамическое обеспечение нефтяных и газоконденсатных систем на основе нового Pc-saft уравнения состояния 112

Нефтегаз Life

118

Цитаты

120

160 лет назад

В 1859 году была пробурена первая нефтяная скважина на месторождении Ойл Крик, ее глубина составила 69 футов.

158 лет назад

В 1861 году в штате Огайо, США, Дж. Д. Рокфеллер создал нефтяную компанию Standard Oil Co.

140 лет назад

В 1879 году в Пенсильвании от района добычи нефти до г. Корнвилля (штат Нью-Йорк) был проложен первый нефтепровод.

93 года назад

В 1926 году А.Н. Сахаров и А.А. Кашеев впервые в нашей стране провели опыт по перекачке нефти с разбавителем. Полученные результаты использовали при проектировании нефтепровода «Грозный-Черное море».

84 года назад

В 1935 году учёные впервые подняли вопрос о мире без нефти, выдвинув предположение, что месторождения будут выработаны через 15–20 лет. Их гипотеза не подтвердилась: в 1955 году мировая добыча превысила 700 млн тонн.

82 года назад

В 1937 году на месторождении Ярега (Волго-Уральская провинция) было применено горизонтальное бурение.

76 лет назад

В 1943 году впервые использованы асбоцементные трубы диаметром 325 мм при строительстве газопровода.

73 года назад

В 1946 году на нефтепроводе Баку – Батуми был применен метод катодной и дренажной защиты трубопроводов.

70 лет назад

В 1949 году в 40 км от берега Каспийского моря пробурена первая в СССР нефтяная скважина в открытом море.

61 год назад

В 1958 году в СССР построено первое подземное газохранилище, им стало Башкатовское ПХГ в Оренбургской области.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатъева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Николай Жабин

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Иванова

Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова

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

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

**Отдел по работе
с клиентами**
Юлия Смирнова

**Выставки, конференции,
распространение**
Татьяна Петрова

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Андрей Верейкин

Адрес редакции:
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru
Подписной индекс
МАП11407

Передача 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



Neftegaz.RU

РЕСУРСЫ С ЦИФРОВЫМ ХАРАКТЕРОМ!

Самые свежие новости
и события ТЭК, актуальная
аналитика, интервью
и экспертные мнения —
теперь в новом, улучшенном
формате, а также
**МАРКЕТПЛЕЙС
НЕФТЕГАЗОВОЙ
И СМЕЖНЫХ
ОТРАСЛЕЙ.**



Информационное
агентство глобально
перезапускает собствен-
ные digital-ресурсы

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕ- СКИЙ ПОРТАЛ NEFTEGAZ.RU —

Популярный отраслевой интернет-ресурс.
Посещаемость ресурса — свыше 13 000
уникальных пользователей в сутки
и количество аудитории постоянно растет!

МАРКЕТПЛЕЙС NEFTEGAZ.RU —

Платформа электронной B2B-коммер-
ции. Помогаем бизнесу развиваться,
а покупателям — находить поставщиков
по всей России и за ее пределами!

ПЕЧАТНЫЕ ДЕЛОВЫЕ ЖУРНАЛЫ + ONLINE-ВЕРСИЯ ЖУРНАЛОВ NEFTEGAZ.RU —

Ежемесячный Neftegaz.RU и ежекварталь-
ный OFFSHORE&СУДОСТРОЕНИЕ
теперь имеют не только печатную,
но и полноценную online-версию, а также
выходят на английском языке
к крупным отраслевым
мероприятиям.



**ПРЕДЛАГАЕМ
ПОЛНЫЙ СПЕКТР
PR-УСЛУГ**



**ГАРАНТИРУЕМ
ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ
ПОДХОД**



**РАСПОЛАГАЕМ
МОЩНЫМИ
РЕСУРСАМИ**



**ДОСТИГАЕМ
ВАШИХ БИЗНЕС-
ЦЕЛЕЙ**



**РАБОТАЕМ
ОТКРЫТО
И ПРОЗРАЧНО**

**МЫ ДЕЛАЕМ
ВСЁ ДЛЯ
УДОБСТВА
НАШЕЙ
АУДИТОРИИ!**



Китай инвестировал в экономику Венесуэлы 50 млрд долл США



Власти Венесуэлы переносят офис PDVSA в Москву



Венесуэла обязалась покупать заграничные товары только у России



Американские НПЗ ориентированы на венесуэльскую нефть

БОЛИВАРИАНСКИЕ РУБЕЖИ НЕФТЕГАЗОВОГО ФРОНТА

Анна Павлихина

В начале марта стало известно о переносе офиса компании PDVSA из Лиссабона в Москву. По официальным заявлениям, перенос связан с расширением сотрудничества госкомпании Венесуэлы с российскими Газпромом и Роснефтью. Тогда же С. Лавров на встрече с вице-президентом Венесуэлы Д. Родригес подтвердил солидарность российского руководства с режимом Н. Мадуро. Позиция России в этом отношении известна и неизменна: официальные представители МИД РФ не раз заявляли, что власти страны делают всё, чтобы защитить свои инвестиции в Венесуэле, главным образом путем сохранения государственности и недопущения полномасштабной гражданской войны в Боливарианской Республике.

Системный кризис, разгоревшийся в Венесуэле, затронул главным образом мировой рынок нефти, поэтому интерес основных игроков к происходящему вполне понятен. Вставая на сторону официальных властей или поддерживая оппозицию, или соблюдая разумный нейтралитет, заинтересованные стороны, традиционно объясняя свое участие цивилизационными ценностями, стараются адаптировать любую непонятную ситуацию под собственные нужды.

Основных участников (не считая самой страдающей Венесуэлы, потому что она – проблема, а проблеме положено ждать, пока ее разрешат) три: Китай, Россия и США.

Китай. Оказавшись в экономическом тупике, власти Венесуэлы нашли поддержку у Китая и России, «выручивших» кредитами. При этом главным заимодавцем оказалась не Россия, а Китай, который, по разным оценкам, вбухал в латиноамериканского товарища от 50 до 70 млрд долл. США. Сделал он это не по доброте и не по глупости. За свои миллиарды Китай получает нефть по весьма сходной цене. Кроме того, пока у руля стоит Н. Мадуро, Венесуэла худо-бедно платит по кредиту. Но стоит власти смениться, и неизвестно, признает ли новое правительство долги страны. Однако во внутренние дела Китай старается не вмешиваться, во-первых, далеко, во-вторых, по-восточному мудро учитывая, что схожие интересы (недопущение полномасштабной революции) на боливарианском фронте отстаивает и Россия.



Россия. Россия – второй финансовый друг Венесуэлы и первый идеологический. Ее вклад в экономику Венесуэлы составляет примерно 17 млрд долл. США, но, учитывая, что последняя не обнаруживает данные по долгам, вероятно, и больше. Курс, взятый Россией в этой ситуации, основан не на возвращении денег, а на поддержании режима республики. Потому что сохранение статус-кво, по подсчетам, оказывается дороже 17 млрд долл. США. Проверим подсчеты.

Займы от России Венесуэла получила в обмен на обещание покупать все, что можно купить за границей, только у России. На этом Россия уже заработала 7 млрд долл. США, продав Венесуэле оружие и автомобили. Кроме того, российская госкорпорация Роснефть получила контроль над крупнейшими венесуэльскими нефтяными активами: сегодня ей принадлежит до 20 до 40% крупнейших компаний, входящих в корпорацию PDVSA. И, без этого никуда, политическая сторона вопроса: 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. При этом Венесуэла по-прежнему должна России 17 млрд долл., а Россия продолжает поставлять ей продукцию своего автопрома и вооружать армию (не бесплатно, разумеется). Плюс к этому, по наблюдениям специалистов, российские компании заняли долю Венесуэлы на нефтяном рынке. Так, с 23 февраля по 1 марта поставки нефти и нефтепродуктов из России в США резко увеличились и достигли своего максимума за последние семь лет. Но с поставками не все так просто.

США. Дело в том, что любой НПЗ ориентирован на определенный тип нефти. А большинство американских НПЗ настроены под высокосернистую венесуэльскую нефть. Объявив повторное эмбарго на иранскую нефть в прошлом году, США почувствовали необходимость в венесуэльской нефти. Но за последние пять лет добыча в Венесуэле сократилась более чем на треть. Запасы нефти Венесуэлы огромны, по экспорту она входит в мировую десятку. Пока цены на нефть были высокими, положение экономики страны оставалось приемлемым, но с 2013 года цена нефти снизилась вдвое, и добыча нефти в стране также сократилась вдвое. Экономика оказалась в прямой зависимости от экспорта сырья (как знакомо, не правда ли?).

Сегодня Соединенные Штаты – крупнейший покупатель, импортирующий более 40% нефти, продаваемой Боливарианской Республикой, и очень заинтересованный в увеличении ее добычи. Такое положение вещей наталкивает на вывод о заинтересованности США в смене власти в Венесуэле, ведь новое правительство, скорее всего, первым делом нарастит добычу и возобновит необходимые поставки. ●

ДАЛЬНИЙ ВОСТОК + АРКТИКА

Денис Савосин

Минвостокразвития теперь будет Министерством по развитию Дальнего Востока и Арктики.

Указ о переименовании ведомства был подписан президентом РФ В. Путиным 26 февраля 2019 г. и действует с момента подписания.

Помимо смены названия министерство получило новые функции по развитию Арктики.

В документе указано, что сделано это «в целях повышения эффективности государственного управления в сфере развития Арктической зоны».

Правительство РФ должно в течение 3 месяцев уточнить полномочия министерства и указать количество сотрудников нового ведомства.

Освоение Арктики связано, в первую очередь, с добычей полезных ископаемых.

Минвостокразвития уже курировал проект, связанный с крупным месторождением меди Песчанка. Еще один проект – создание морского перегрузочного комплекса СПГ в бухте Бечевинская Камчатского края. СПГ будет экспортироваться с завода «Ямал СПГ», а в перспективе также с «Арктик СПГ-2» в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

На комплексе будет происходить выгрузка СПГ с танкеров-газовозов ледового класса Arc7 на танкеры-газовозы более низкого ледового класса, которые будут доставлять топливо потребителям. Это позволит оптимизировать схему поставок СПГ с проектов «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2», а отпарный газ, выделяющийся при хранении и транспортировке СПГ, будет использоваться для газификации Камчатки.

Мощность перевалочного СПГ-комплекса на Камчатке должна составить 20 млн т/год с возможностью расширения до 40 млн т/год.

Указом от 2 мая 2014 г. № 296 определены сухопутные территории Арктической зоны России. Согласно документу, в состав Арктической зоны РФ входят: Республика Саха (Якутия) – частично и Чукотский автономный округ – полностью, а также Мурманская область, Ненецкий, Ямало-Ненецкий автономные округа и муниципальное образование городского округа «Воркута» (Республика Коми). Кроме того, в Арктическую зону вошли городской округ Норильска, ряд территорий Архангельской области, включая муниципальное образование «Город Архангельск», земли и острова, расположенные в Северном Ледовитом океане. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Глава Роснефти в письме В. Путину назвал сделку по сокращению добычи нефти ОПЕК стратегической угрозой для России. Он считает, что соглашение создает преференции для США. Так ли это?

Как скажется решение ОПЕК по сокращению добычи на российском ТЭК?

14%

Отказываясь от возможности нарастить добычу, Россия дает фору США

20%

Это лишает компании прибыли, которая могла бы пойти на инвестиции в разработки по освоению ТриЗ

31%

ОПЕК+ фиксирует удобный для добывающих стран уровень цены

35%

Сокращение добычи повышает стоимость нефти, что делает выгодным для США добычу сланцев

Глава ЛУКОЙЛ В. Алекперов выступает за полноценное принятие закона о НДД для стимулирования добычи в Западной Сибири, согласны ли с ним наши читатели?

Надо ли внедрять НДД?

4%

Да, НДД позволит увеличить КИН на 30%

22%

Нет, нефтяная отрасль и без того не бедствует, а живет за счет помощи государства

8%

Да, качество запасов снижается, при действующих налогах разработка ТриЗ неэффективна

27%

Нет, компании не захотят терять прибыль и найдут средства на разработку

8%

Да, НДД в режиме пилотных проектов доказал свою состоятельность

16%

Нет, бюджет не должен терять на поступлениях от нефтянки

10%

Да, так компании смогут инвестировать в новые технологии

6%

Нет, так у компаний не будет стимула инвестировать в новые технологии

Один Crafter Сотни возможностей



Максимальная полная масса 5,5 тонн



Объем грузового отделения 18,7 м³

ЦЕНА ОТ 2 290 000 ₽*

Volkswagen Crafter
готов к любым трансформациям



Коммерческие
автомобили

Дополнительные сведения — по телефону информационной линии Volkswagen 8-800-333-4441 и на сайте www.volkswagen.ru

* Цена указана на автомобиль Crafter Kasten 50 L5H3, TDI 80 кВт, с 6-ступенчатой ручной коробкой передач и задним приводом при сдаче старого автомобиля в Trade-in («Трейд-ин»). Количество автомобилей ограничено. Предложение действует до конца апреля 2019 года. Реклама

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

Второй рынок ВСТО
Богданская ТЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили
Сливающие капиталов

Ассигнования на Арктику

Согласно распоряжению Минприроды от 23 февраля 2019 г. № 276-р, из резервного фонда правительства выделяются 868,75 млн руб. для организации и проведения комплексных научных исследований и



государственного мониторинга состояния и загрязнения окружающей среды Арктики. Основная цель исследований – совершенствование системы гидрометеорологической безопасности морской деятельности в Арктике для реализации научных и практических интересов. В рамках экспедиции предусматриваются: вмораживание в арктические льды научно-экспедиционного судна «Академик Трешников», работы по мониторингу состояния и загрязнения природной среды окраинных арктических морей России на научно-экспедиционных судах «Михаил Сомов» и «Профессор Мультановский» в рейсе из г. Владивостока через Берингов пролив до побережья Кольского полуострова, а также организация образовательного процесса «Плавучий университет» на борту учебно-исследовательского судна «Профессор Молчанов».

Газпромнефть-Хантос опробовал новую технологию строительства горизонтальных скважин

Газпромнефть-Хантос, ввел в эксплуатацию первые высокотехнологичные горизонтальные скважины с двухколонной конструкцией. Впервые они были построены на Южной лицензионной территории Приобского месторождения в ХМАО. Скважины новой конструкции построены в зонах с переменным пластовым давлением и используются при



разработке ТриЗ. Несмотря на сложные геологические условия, новый подход позволил повысить эффективность бурения, существенно сократить производственные издержки. Особая конструкция позволяет углубить скважину из-под кондуктора с использованием долота одного типа и размера, а также спустить комбинированную эксплуатационную колонну одновременно с хвостовиком. При этом не требуются дополнительные работы по подготовке и спуску технической колонны. За счет этого сроки бурения сокращаются с 38 до 19 суток.

63-метровая колонна для ИНК

На Ярактинском НГКМ Иркутской нефтяной компании установили колонну деметанизации, которая является частью емкостного оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Назначение колонны отделение метана от ШФЛУ.

Деметанизатор – ректификационная колонна, предназначенная для выделения в качестве ректификата метана из смеси углеводородных компонентов или газового бензина.

Чтобы снизить содержание «жирных» компонентов до требуемой согласно ТУ степени извлечения до 50% от содержания, потребуется еще оборудование.

Продуктом переработки будет не только ШФЛУ, но и сухой отбензиненный газ и газовый бензин. Операция для Иркутской области уникальная: впервые в



регионе был проведен монтаж колонны высотой 63 м и весом 170 т при помощи гусеничного крана грузоподъемностью 500 т. Колонна из двух частей доставлялась с завода-изготовителя Курганхиммаш по железной дороге до г. Усть-Кута, оттуда – специальными трапами на стройплощадку. Здесь была проведена сварка стыков и испытания, после чего получено разрешение на монтаж.

Томские ученые моделируют сланцевые месторождения

Геологи Томского государственного университета (ТГУ) разработали метод точного моделирования участков сланцевых пород (или коллекторов), в которых скрываются залежи ТриЗ нефти



и газа. Благодаря моделям, созданным по методике ТГУ, ресурсодобывающие компании смогут рассчитать рентабельность месторождений сланцевых нефти и газа, выбрать оптимальный метод добычи ТриЗ и значительно снизить производственные риски. Преимущественно ТриЗ хранятся в трещинах сланцевых пород, и чтобы понять, как ее извлекать, нужны геомодели этих сложных коллекторов.

Газпромнефть-Оренбург повышает эффективность бурения

Газпромнефть-Оренбург запустила программу по повышению эффективности бурения.

В рамках проекта «Оптимизированный дизайн скважин» компания внедряет ряд технологических новшеств

среди которых: применение упрощенной рецептуры бурового раствора, изменение глубины спуска обсадных колонн, новая однокомплектная компоновка бурового инструмента. Новый подход обеспечивает повышение эффективности выполнения работ и отвечает высоким стандартам производственной безопасности. Реализация программы позволит предприятию в 2019 г. сократить сроки строительства скважин на 37%.

Для Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) были кардинально пересмотрены



свойства бурового раствора и скорректированы режимы бурения. За счет исключения из стандартного состава промывочной жидкости части реагентов удалось достичь снижения затрат на химреагенты более чем на 50%. Еще одно техническое новшество – изменение глубины спуска технических колонн с 1 350 до 1 050 м на ВУ ОНГКМ и с 1 750 до 1 650 м – на Царичанском месторождении. Внедрение бурильных труб нового диаметра сделало возможным строительство скважин с использованием одного комплекта бурильного инструмента.

Ранее в процессе буровых работ применялись бурильные трубы

диаметром 127 мм до интервала горизонтального участка скважины, а затем переходили на трубы диаметром 89 мм. Переход на универсальный комплект бурильных труб, состоящий из труб 114 мм и 89 мм, позволил сократить период выполнения работ и снизить на 10% затраты при строительстве скважин.

На НКНХ получают собственный катализатор

На заводе олигомеров и гликолей Нижнекамскнефтехима (НКНХ) запущено в работу новое производство катализатора КДИ-М мощностью 3 тыс. т/год. Его строительство было начато в рамках реализации инвестиционного проекта по наращиванию производства изопренового каучука СКИ-3 до 330 тыс. т/год. Микросферический алюмохромовый катализатор дегидрирования марки КДИ-М используется для синтеза изобутилена



дегидрированием изобутана и изоамиленов дегидрированием изопентана. Новое производство катализатора КДИ-М в совокупности с действующим производством мощностью 2 тыс. т/год полностью обеспечит потребности подразделений НКНХ в катализаторах дегидрирования, без необходимости закупки данного продукта у других производителей. ●

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ДОБЫЧА

Ирина Герасимова

ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ МИРОВОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ НАЧАЛАСЬ С КОНЦА ПРОШЛОГО ВЕКА, КОГДА ИСТОЩЕНИЕ «ЛЕГКИХ» СУХОПУТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫНУДИЛО КОМПАНИИ АКТИВНЕЕ ОСВАИВАТЬ МОРСКОЙ ШЕЛЬФ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ. ПОНАДОБИЛОСЬ СТРОИТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫЕ ДОРОГОСТОЯЩИЕ СКВАЖИНЫ, ОБСЛУЖИВАНИЕ КОТОРЫХ ТАКЖЕ ОБХОДИТСЯ НЕДЕШЕВО. ЭТО ПРИВЕЛО К СОЗДАНИЮ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» СКВАЖИН (ИС), КОНТРОЛИРУЕМЫХ И УПРАВЛЯЕМЫХ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Первая «умная» скважина была построена в 1997 г. на платформе на месторождении Snorre в Северном море, которое на тот момент разрабатывала норвежская Saga Petroleum (позднее стала частью Statoil, ныне Equinor). Система позволяла оператору в режиме реального времени следить за давлением и температурой в каждой зоне и оптимизировать процесс добычи.

Основой технологии этой и последующих «умных» скважин стали постоянные скважинные датчики температуры, давления и других параметров, а также управляемые с поверхности клапаны, которые регулируют приток из отдельных зон или боковых стволов. Данные от датчиков в режиме реального времени передаются на станцию управления, обрабатываются специализированным ПО и позволяют оператору регулировать работу внутрискважинного оборудования.

По мнению ряда специалистов, подобные скважины правильнее было бы называть «высокоавтоматизированными» или «технологически контролируруемыми». Как бы то ни было, технология начала развиваться. С начала века в процесс разработки решений для высокотехнологичных скважин включились все ведущие игроки глобального рынка. Так, Schlumberger разработала технологию Smart Well, Halliburton – Real Time Operation. Нефтяные компании развивали системы умных скважин в рамках программ «умного месторождения»: у Shell – Smart Field, Chevron – i-field, BP – Field of the future.

Работа велась как по усилению надежности, долговечности и функциональности оборудования, так и по увеличению его количества. Так, в ранних упрощенных вариантах «умная» скважина оборудована несколькими точечно расположенными датчиками. Но со временем были предложены сложные системы, в которых используются несколько сотен или даже тысяч распределенных датчиков. Совершенствовалась связь. Параллельно шла разработка специальных программных решений, позволяющих перейти от ручного к автоматизированному управлению.

Сегодня «продвинутые» системы ИС используют новые цифровые технологии: промышленный интернет вещей (IIoT), искусственный интеллект, нейросети и другие. Скважины могут управляться дистанционно по каналам беспроводной связи с компьютеров или мобильных устройств.

Но идеальная, абсолютно автономная скважина, самостоятельно определяющая режим работы для

ФАКТЫ

В 1997 г.

была построена первая «умная» скважина

лучшего результата, пока еще не создана. Впрочем, специалисты ожидают, что такая технология вскоре появится.

Завоевание мира

«Умные» скважины не сразу стали распространенной технологией. Сначала она применялась главным образом на морских месторождениях крупнейших мировых игроков. Но практика показала, что это верный путь, примерно с 2005 г. ИС стали применять в разных регионах мира. Подобные скважины стали активно строить и на суше. Особенно на Ближнем Востоке, в чем главная заслуга принадлежит Saudi Aramco.

Изначально «умная» технология для скважин предназначалась для экономии на дорогостоящих внутрискважинных работах на удаленных или важных проектах. Но затем стало ясно, что ИС помогают решать и множество других задач.

Так, уже в начале прошлого десятилетия стало понятно, что интеллектуальное заканчивание значительно оптимизирует эксплуатацию наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин, поскольку позволяет вести одновременно-раздельную эксплуатацию в отдельных интервалах или боковых стволах. Яркий пример – разработка Shell группы глубоководных месторождений Na-Kika в Мексиканском заливе (с 2003 г.). «Умные скважины» и измерения многофазных потоков в реальном времени позволили вести полноценную добычу на нескольких месторождениях либо в отдельности, либо в одно и то же время. При этом компания организовала дистанционное управление добычей с центрального поста головного технологического комплекса Na-Kika.



Так, «умные» скважины помогают повышать нефтеотдачу. В середине прошлого десятилетия три интеллектуальные горизонтальные скважины на пласте Statfjord (Северное море), отличающемся неоднородностью, позволили норвежской Statoil значительно повысить охват и улучшить дренирование коллектора. Как следствие, извлекаемые запасы участка были увеличены более чем вдвое.

Система ИС позволят бороться с обводнением. Технология показала свою эффективность на проекте Haradh компании Saudi Aramco (Саудовская Аравия). На многостворной скважине A12 обводненность продукции после года эксплуатации превысила 20%. Но после внедрения системы интеллектуального заканчивания Schlumberger с многопозиционными скважинными клапанами регулирования притока и поверхностными дебитометрами для избирательного контроля водопритока из разных зон обводненность удалось снизить почти до нуля.

Применение ИС снижает неопределенность свойств коллектора. В частности, для решения этой задачи «умные» скважины были успешно применены при разработке глубоководного месторождения Agbami на шельфе Нигерии, оператором которого является Chevron.

ИС с регулируемым клапанами открыли дорогу новой технологии в добыче – «естественной» или «бескомпрессорной» газлифтной эксплуатации, когда для увеличения производительности скважины применяют газ из подземного пласта или газовой шапки той же скважины. Norsk Hydro с помощью оборудования Schlumberger сумела повысить рентабельность разработки месторождения Fram Vest в Северном море. Подобные технологии также использовали на месторождениях Norne (Statoil), Egret (Shell), Panna-Muchta (BG и ONGG). А та же Norsk Hydro использовала эксплуатируемые газлифтным методом скважины для переменной добычи газа (после истощения нефтяных запасов) на месторождении Vestflanken у берегов Норвегии.

Кроме того, системы ИС позволяют сокращать количество скважин на месторождении. Благодаря этому и другим преимуществам «умные» скважины, хотя и стоят дорого, позволяют добывающим компаниям экономить. По экспертным оценкам, ИС позволяют снизить себестоимость эксплуатации месторождений примерно на 20%.

В России

Российские компании стали применять «умные» скважины позже мировых лидеров, предпочитая внедрять то, что уже «обкатано» зарубежными коллегами. Правда, «ЮКОС» в 2003–2004 гг. проводил пробную эксплуатацию добычной ИС, но проект развития не получил.

На практике первые «умные» скважины в России были применены совместным

ФАКТЫ

2005 г.

ИС стали применять в разных регионах мира

20%

превысила обводненность продукции на многостворной скважине A12 после года эксплуатации

предприятием Shell и «Газпром нефти» – компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД). В 2006–2009 гг. интеллектуальными системами были оснащены добычные, водозаборные и водонагнетающие скважины на Салымской группе месторождений. На основании внедренных технологий СПД создала интегрированную модель добычи компании.

В 2009 г. первая «умная» нагнетательная скважина пробурена на морской платформе «Пильгун-Астохская-Б» проекта «Сахалин-2», одним из участников которых выступает та же Shell (российский участник – «Газпром»). Примерно тогда же горизонтальные интеллектуальные скважины с устройствами контроля притока заработали на Ванкорском месторождении «Роснефти». За первые два года дополнительная добыча нефти благодаря новым технологиям превысила 500 тыс. тонн, сообщила компания.

Сегодня «умные» скважины в России в большей или меньшей степени применяют все ведущие нефтегазовые компании. В первую очередь это относится к сложным и дорогим проектам, особенно шельфовым. Также российские нефтяники используют ИС за рубежом: например, «ЛУКОЙЛ» на «Западной Курне-II» в Ираке.



От «умной» скважины к «умному» месторождению

Интеллектуальная скважина – ключевой, но единственный компонент более широкой концепции – «умного» или «интеллектуального» месторождения. Эта концепция охватывает все технологические и управленческие процессы на месторождении, а также экологический контроль.

Мировые лидеры в нефтегазовой сфере, Shell и BP, работают в этом направлении с 2002 г. (технологии Smart Field и Field of the future соответственно). В России пионером выступила уже упомянутая выше «Салым Петролеум», реализовав проекты Smart Field в 2009–2010 гг. И удачно: уже к 2012 г. только за счет «умного» управления добыча СПД превысила плановые показатели на 2–2,5%.

В последующие годы к разработке и внедрению собственных проектов «интеллектуального» или «цифрового месторождения» приступили в ТНК-BP (куплена «Роснефтью» в 2013 г.), «Газпром нефти», «Татнефти», «ЛУКОЙЛе», «Роснефти».

В России более 40 проектов интеллектуальных месторождений с суммарной добычей 140 млн тонн нефти в год, что составляет 27% от объема производства в стране, указано в прошлогодней оценке Vygon Consulting. В частности, «умными» являются все шельфовые нефтегазовые проекты страны.

Поиск своих решений

В России для «умных» скважин применяется главным образом импортное оборудование и ПО. Однако в стране работают и над собственными технологиями.

ФАКТЫ

4

Более

проектов интеллектуальных месторождений действуют сегодня в России

Так, свой проект «Цифровая скважина», в основе которого промышленный интернет вещей, развивает «Ростелеком».

Для системы применяется, прежде всего, оборудование отечественного производства, в частности – пермской компании «Россма». ПО разрабатывает сам «Ростелеком». Технология позволяет управлять скважинами удаленно при помощи мобильного приложения или с компьютера и сводит присутствие персонала на объекте к минимуму. Решения от «Ростелекома» с прошлого года применяются на месторождениях в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономном округах.

Свою систему ИС на базе IoT развивает также «ЭР-Телеком». В 2017 г. запущен пилотный проект компании на месторождениях «ЛУКОЙЛа».

В России работают и над другими технологиями для «умных» скважин: телеметрическими системами, ПО, внедрением «цифры» и др. Тем не менее, по словам экспертов, российская «нефтянка» в сфере интеллектуализации добычи пока остается «догоняющей». Но, судя по активности в этом направлении самих компаний, есть хорошие шансы не оказаться в числе отстающих. ●



 **DM Tower**
БИЗНЕС-ЦЕНТР КЛАССА А

ВЫШЕ СВОЕГО ОКРУЖЕНИЯ

Продажа офисов с панорамными видами
на набережную Москвы-реки

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

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

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



ROZAROSSA
КОМПЛЕКС АПАРТАМЕНТОВ

В РИТМЕ ЖИЗНИ СОВРЕМЕННЫХ СЕМЕЙ

Дизайн by Piero Lissoni

Сервис by Metropol Hotel

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

ТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Опыт применения разработок на участке Ярегского месторождения

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ИСПЫТАНИЮ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ ОДНОГОРИЗОНТНОЙ СИСТЕМЫ В УКЛОНЕ «СЕВЕРНЫЙ» НА УЧАСТКЕ ОПУ-ЗБИС. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ВЫПОЛНЯЛСЯ С 2011 ПО 2018 ГГ. ЗА ЭТО ВРЕМЯ БЫЛО ИСПЫТАНО НЕСКОЛЬКО СИСТЕМ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ: МОДЕРНИЗИРОВАННАЯ ОДНОГОРИЗОНТНАЯ, КОМБИНИРОВАННАЯ, ПОДЗЕМНО-ПОВЕРХНОСТНАЯ. ДАННАЯ СТАТЬЯ ПРЕСЛЕДУЕТ ЦЕЛЬ ОБОБЩЕНИЯ ВСЕХ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ И ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

THERE ARE THE GENERAL RESULTS OF THE WORK CARRIED OUT ON TESTING OF AN UPGRADED SINGLE-HORIZON SYSTEM IN THE "SEVERNY" INCLINATION IN THE OPU-3 BIS DISTRICT. AUTHOR'S SURVEY HAD BEEN CARRIED OUT FOR SEVERAL YEARS, FROM 2011 TO 2018. WITHIN THAT PERIOD OF TIME, SEVERAL THERMAL MINING SYSTEMS HAD BEEN TESTED: UPGRADED SINGLE-HORIZON, COMBINED, UNDERGROUND-SURFACE. THE PRESENT PAPER PURSUES A PURPOSE OF SUMMARIZING ALL THE MEASURES TAKEN AND RESULTS OBTAINED

Ключевые слова: термошахтная разработка, тепловое воздействие, Ярегское месторождение, опытно-промышленный участок, модернизированная одногоризонтная система теплового воздействия на пласт.

УДК 622.276

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

Рузин Леонид Михайлович,
профессор кафедры РЭНГМиПГ,
Ухтинский государственный технический университет, д.т.н.

Протоколом научно-технического совещания ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 30.11.2009 г. было принято решение о проведении опытно-промышленных работ по испытанию одногоризонтной системы термошахтной разработки, предложенной специалистами УГТУ, на площади Ярегского месторождения в 2010 г.

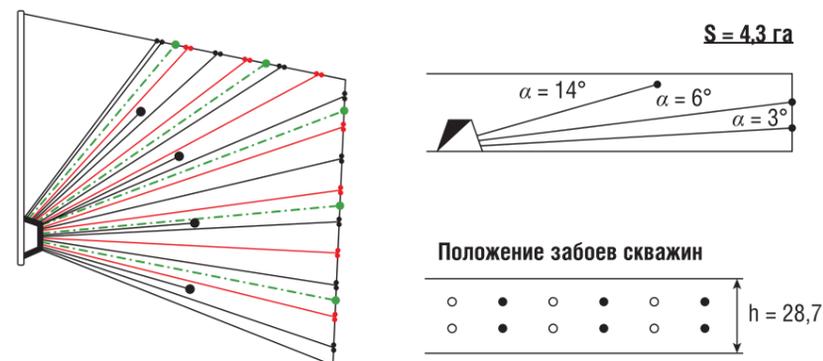
При реализации проекта были поставлены следующие основные задачи:

1. Освоение и внедрение модернизированной одногоризонтной системы теплового воздействия на пласт.
2. Разработка надежных конструкций и схем оборудования подземных нагнетательных

скважин, обеспечивающих оптимальные темпы нагнетания пара и улучшение температурного режима в горных выработках.

3. Снижение капитальных затрат на подготовку площадей к закачке пара за счёт исключения бурения и обустройства поверхностных нагнетательных скважин.
4. Уменьшение эксплуатационных расходов.
5. Снижение паронефтяного отношения в 1,5–1,6 раза.
6. Повышение нефтеотдачи и темпов отбора нефти.
7. Организация контроля за температурным полем пласта.
8. Регулирование распределения пара в пласте с учетом

РИС. 1. Проектная схема размещения скважин участка ОПУ-Збис



Фонд скважин для бурения	39
в том числе:	
нагнетательных	14
добывающих	20
контрольных	5
Примечание	
угол наклона контрольных скважин	4°

температурной обстановки в объеме разрабатываемого пласта [1].

Для проведения опытно-промышленных работ, по рекомендации Нефтешахтного управления «Яреганефть», был выбран уклон «Северный» на НШ-2 (участок ОПУ-Збис), который находился в завершающей стадии подготовки.

Общая толщина пласта составляет по участку ОПУ-Збис – 30 м, нефтенасыщенная – 28,7 м, Коэффициент песчаности – 0,96. Средний коэффициент пористости пласта – 0,21.

Остаточные геологические запасы нефти, подсчитанные по приведенным выше параметрам пласта, составляют по сектору ОПУ-Збис площадью 4,3 га – 202 тыс. т.

На рисунке 1 приведена проектная схема разбуривания сектора ОПУ-Збис. В таблице 1 представлена информация по длинам проектных скважин.

Расстояние между забоями подземных скважин составляет порядка 25 м при средней длине скважин 250 м.

С поверхности также ранее были пробурены паронагнетательные скважины № 2028, 2029, 2030, 2031, 2032, 2033, которые были предназначены для закачки рабочего агента по подземно-поверхностной системе разработки. Данные скважины были законсервированы до получения результата испытания модернизированной одногоризонтной системы, так как данные системы отличаются способом подачи теплоносителя в пласт.

На различных стадиях разработки были испытаны различные термошахтные системы, и в статье приводятся результаты их применения:

- модернизированная одногоризонтная система (закачка пара только через систему подземных паронагнетательных скважин);
- комбинированная система (одновременная закачка пара через систему подземных паронагнетательных скважин и через систему поверхностных вертикальных скважин, пробуренных на контуре блока);

ТАБЛИЦА 1. Проектные длины подземных скважин в участке ОПУ-Збис

№ скважины	Длина скважины, м	№ скважины	Длина скважины, м
1д	180	8н	273
1н	195	9д	264
2д	180	9н	258
2н	195	10д	264
2к	236	10н	258
3д	210	11н	251
3н	226	11д	253
3к	278	12д	253
4д	209	12н	251
4н	226	13д	251
4к	255	13н	252
5д	246	14д	251
5н	271	14н	252
5к	251	15д	255
6д	246	16д	255
6н	271	17д	120
7д	283	18д	120
7н	273	19д	120
8д	283	20д	120

- подземно-поверхностная система (закачка пара только через систему поверхностных вертикальных скважин, пробуренных на контуре блока).

Сектор ОПУ-Збис ввели под закачку пара через подземные паронагнетательные скважины в ноябре 2012 г.

Подземные скважины были пробурены с помощью подземного станка ПБС-2Т без применения системы направленного бурения, так как на тот момент времени подобные системы отсутствовали в распоряжении Нефтешахтного управления.

В 2012 г. также впервые были проведены на месторождении масштабные работы по контролю за траекторией горизонтальных скважин с помощью современных инклинометров.

По сектору ОПУ-Збис исследовано 43,6% всего фонда скважин, в том числе 86% нагнетательных и 25% добывающих. По результатам исследования скважин инклинометром, следует что ни

одна из исследованных скважин не соответствует необходимым требованиям. Сопоставляя фактические траектории скважин сектора ОПУ-Збис с проектными, следует отметить, что по 18 скважинам из 38 отклонения забоя от проекта по вертикали превышают 3 м и достигают по некоторым скважинам 10 м.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что незнание истинного положения траекторий скважин значительно затрудняет регулирование процесса разработки и снижает его эффективность. Поэтому были предусмотрены 5 контрольных подземных скважин для мониторинга и регулирования процесса закачки пара.

Замер температуры по стволу контрольных скважин № 2К, 3К, 4К, 5К сектора ОПУ-Збис выполнялся в июне и декабре 2015 г.

Результаты исследований приведены на рисунках 2–3, из которых видно, что в устьевой зоне, где эксплуатационные скважины обсажены на глубину

РИС. 2. Распределение температуры по стволу скважин (июнь 2015 г.)

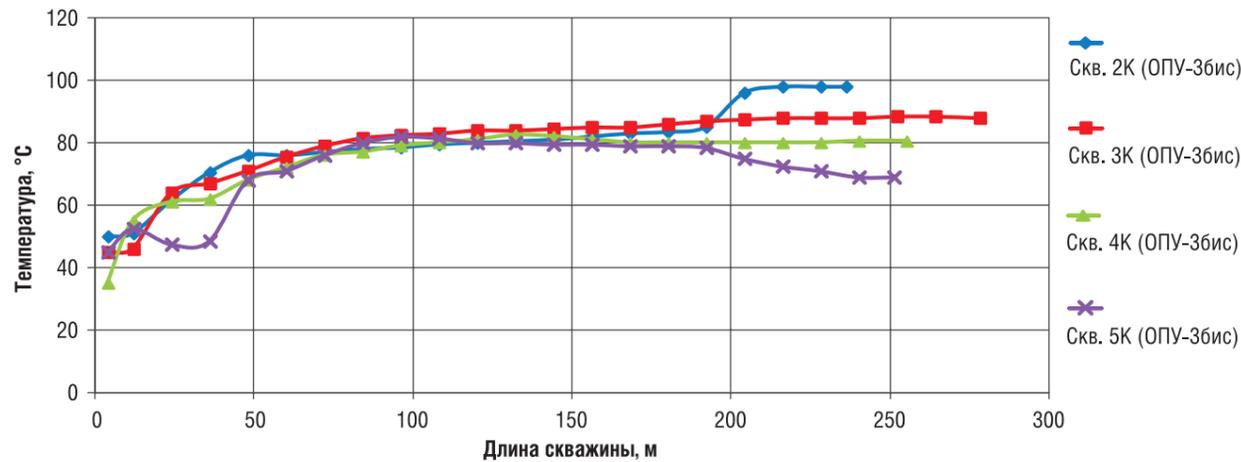
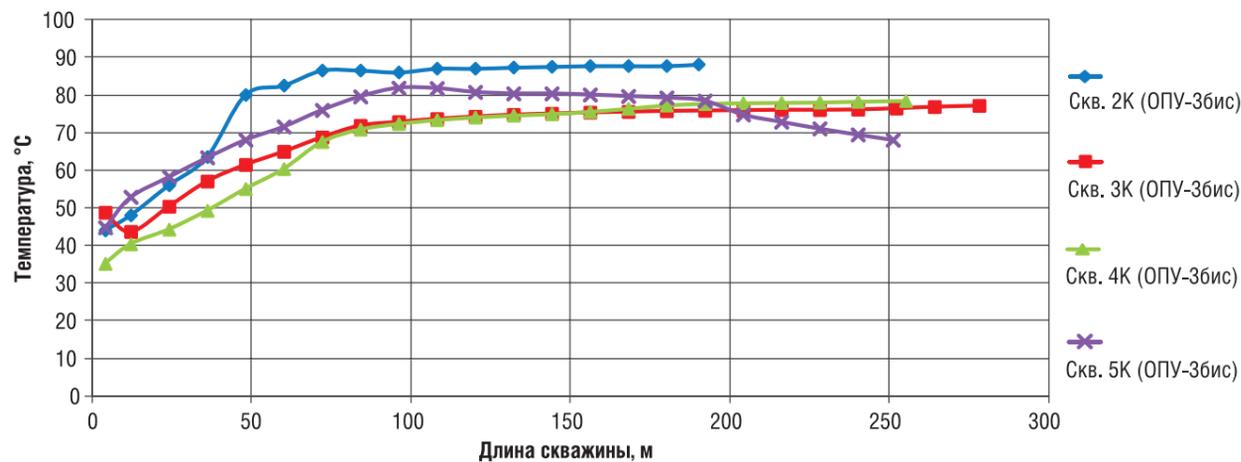


РИС. 3. Распределение температуры по стволу скважин (сентябрь 2015 г.)



50 м термоизолированными колоннами, температура пласта изменяется от 35 до 65 °С и в среднем составляет около 55 °С, что значительно ниже, чем в более удалённых от устья зонах пласта, что благоприятно сказывается на рудничной

атмосфере. Вся остальная часть пласта до забоев скважин равномерно прогрета в среднем до температуры 80 °С. Проведенные исследования позволили впервые построить карты тепловых полей по сектору ОПУ-Збис (рисунки 4 – 5).

При построении карты были также использованы результаты термометрических исследований поверхностных скважин № 2028–2033, пробуренных по контуру опытного сектора. По исследованным скважинам получены следующие результаты.

РИС. 4. Дискретная карта тепловых полей по ОПУ-Збис (июнь 2015 г.)

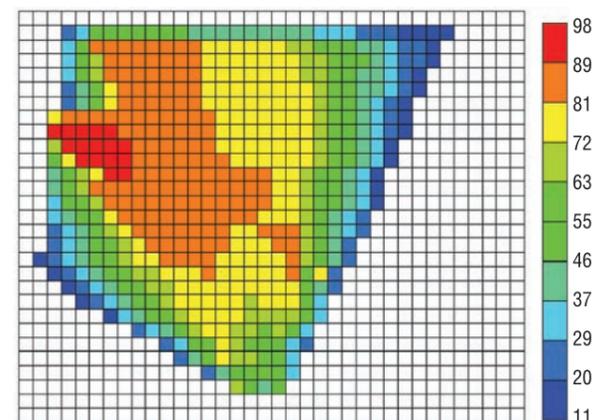


РИС. 5. Подробная карта тепловых полей по ОПУ-Збис (сентябрь 2015 г.)

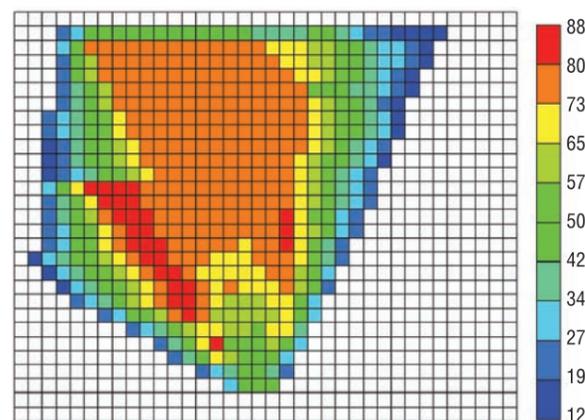


РИС. 6. Динамика текущих показателей разработки участка ОПУ-Збис

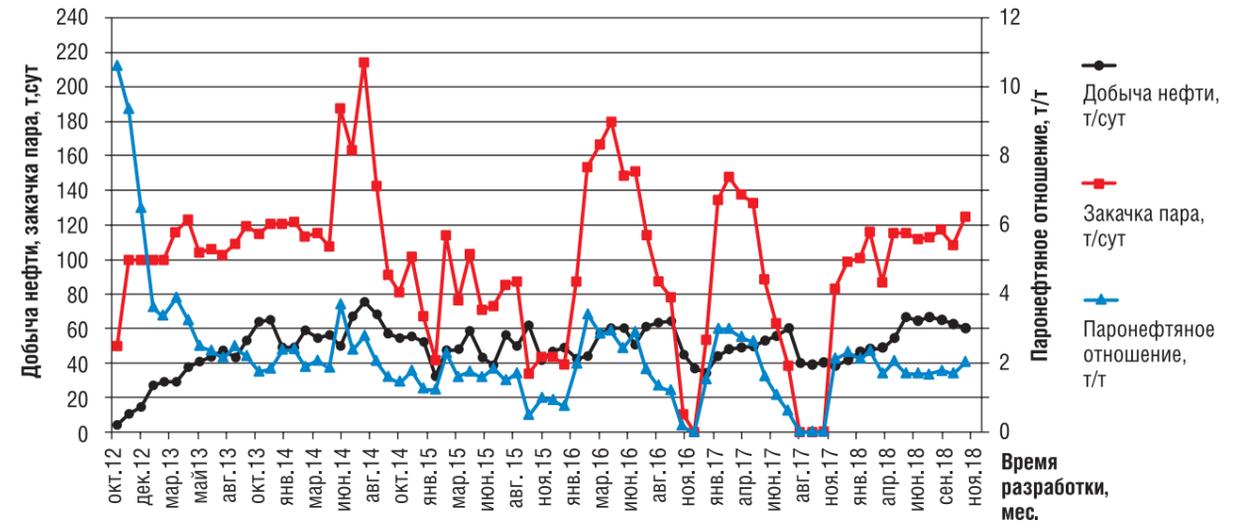
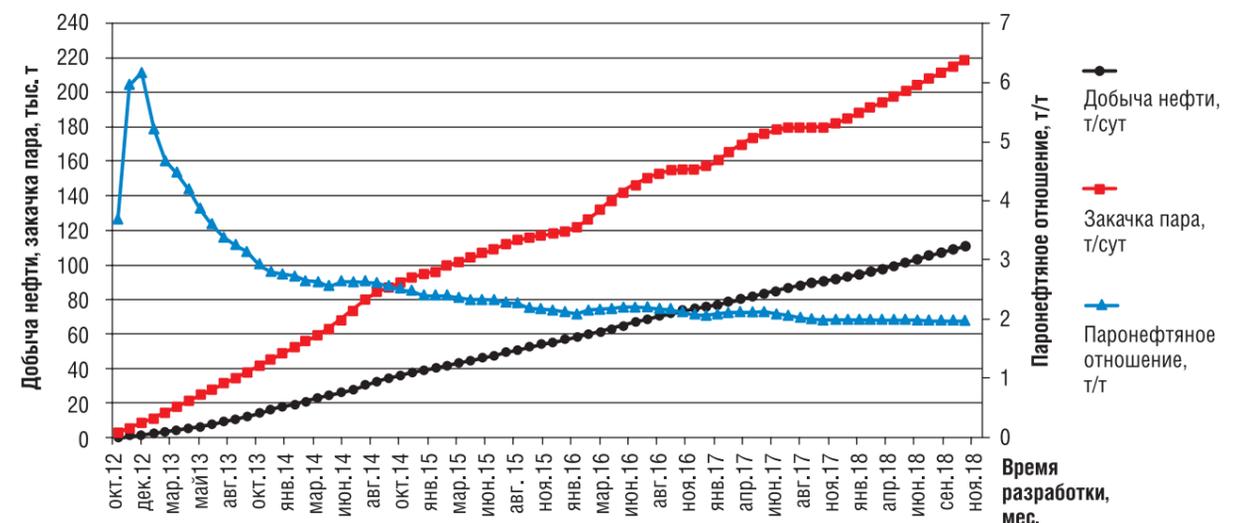


РИС. 7. Накопленные показатели разработки участка ОПУ-Збис



Средняя температура в интервале пласта: по скважине № 2030 – около 80 °С, по скважине № 2031 – около 100 °С, по скважине № 2033 – около 90 °С, так как в то время также осуществляли непродолжительную закачку пара с поверхности, испытав тем самым комбинированную систему.

С марта 2016 г. была начата закачка пара только через поверхностные скважины № 2030, 2031, 2033 на участок ОПУ-Збис.

На рисунках 6–7 представлены текущие и накопленные показатели разработки участка ОПУ-Збис по состоянию на 01.12.2018 г.

Текущие показатели разработки участка ОПУ-Збис на дату анализа (01.12.2018 г.) составили:

среднесуточная добыча нефти – 61,0 т/сут, закачка пара была прекращена с сентября 2017 г. по декабрь 2017 г. в связи с доразбуриванием скважин участка по уплотняющей сетке. С середины декабря 2017 г. закачка пара была возобновлена, на дату анализа (01.12.2018 г.) составила 125,0 т/сут, средняя температура добываемой жидкости – 78 °С.

Всего за 73 месяца (6 лет 1 месяц) было закачено в пласт 218,8 тыс. т пара и добыто за счёт закачки пара 110,5 тыс. т нефти. Нефтеотдача пласта на разрабатываемой площади достигла за счёт теплового воздействия 54,9%. Накопленное паронефтяное отношение составило 1,97 т/т.

Среднемесячный темп отбора нефти на участке ОПУ-Збис в среднем составил 0,84% при среднемесячной закачке пара 3277,8 т (с 01.12.2017 г. по 01.12.2018 г.).

На рисунке 8 представлен график темпа отбора нефти от начальных геологических запасов по участку ОПУ-Збис при различных системах разработки.

Согласно представленному рисунку видно, что при использовании модернизированной одногоризонтной системы максимальные темпы нефтеотдачи уже достигаются за 12 месяцев непрерывной закачки пара, что в условиях применения налогового окна является большим преимуществом.

РИС. 7. Накопленные показатели разработки участка ОПУ-Збис



РИС. 9. Накопленные показатели разработки участка ОПУ-Збис



На рисунке 9 представлена динамика темпов нефтеотдачи в целом по опытному блоку, где видно, что уже на второй год разработки достигнут достаточно высокий темп нефтеотдачи.

Темп отбора нефти составляет 9,8% на 6-й год разработки участка ОПУ-Збис.

Выполненный анализ сопоставления проектных и фактических данных по участкам показал, что при реализации модернизированной одноразовой системы уже в первые годы существует возможность обеспечить максимальные темпы нефтеотдачи в начальный (1–2 года) период, что позволяет апробировать данную технологию на длинных скважинах. Учитывая полученные результаты, стоит отметить, что модернизированная одноразовая система характеризуется высокими темпами нефтеотдачи и доказала свою эффективность.

В настоящее время данная технология проходит апробацию на длинных скважинах (до 800 м) на нефтяной шахте № 3 Ярегского месторождения. Новый опытный участок 2Т-4 имеет следующие параметры в отличие от блока ОПУ-Збис (таблица 2).

Согласно представленной таблице стоит отметить, что охват пласта системой подземных скважин был снижен на 40–50%. Для обоснования

ТАБЛИЦА 2. Сопоставительная оценка

2Т-4			
Сектор А			
Общий метраж, м	Количество скважин (добывающие + нагнетательные)	Площадь, м ²	Плотность сетки скв, га/м
15366	26	169 758,1	1,1
Сектор В			
Общий метраж, м	Количество скважин (добывающие + нагнетательные)	Площадь, м ²	Плотность сетки скв, га/м
8848	27	114 396,7	1,29
Сектор С			
Общий метраж, м	Количество скважин (добывающие + нагнетательные)	Площадь, м ²	Плотность сетки скв, га/скв
18492	29	179 008,5	0,97
ОПУ-Збис			
Общий метраж, м	Количество скважин (добывающие + нагнетательные)	Площадь, м ²	Плотность сетки скв, га/м
7815	34	43 000	0,55

РИС. 10. Текущая добыча нефти

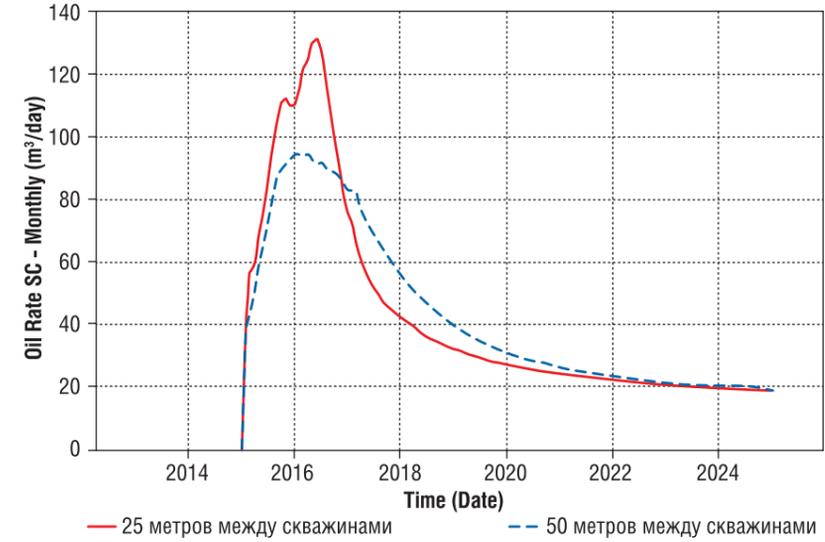


РИС. 11. Накопленная добыча нефти

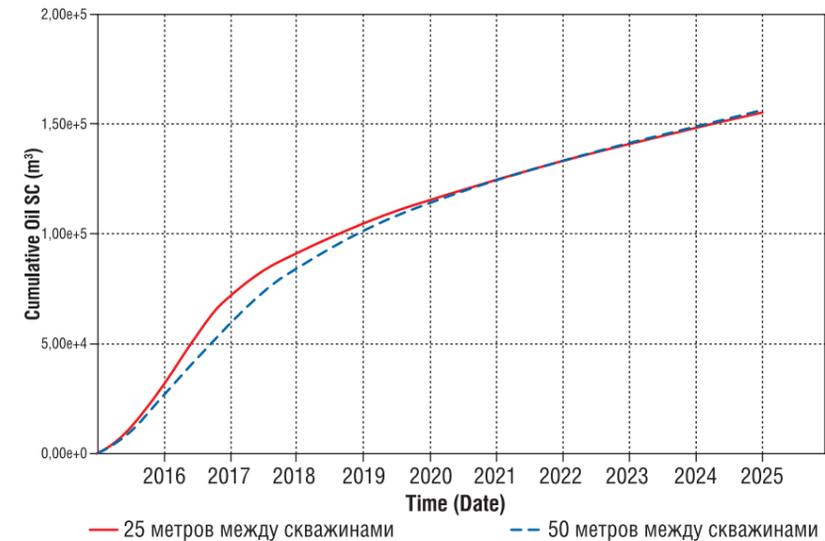
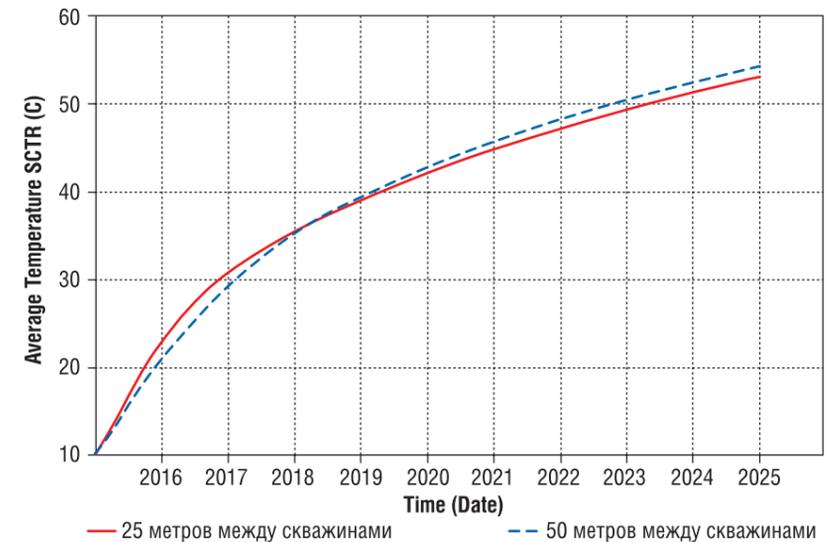


РИС. 12. Динамика изменения средневзвешенной температуры пласта



оптимизации количества подземных скважин было проведено математическое моделирование с помощью гидродинамического симулятора CMG Stars. Учитывая, что в участке ОПУ-Збис было принято расстояние между забоями 25 м, рассмотрим следующие варианты.

- **Вариант № 1:** классическое расположение скважин, три нагнетательные, три добывающие; расстояние между забоями – 50 м; длины подземных скважин – 300 м.
- **вариант № 2.** Классическое расположение скважин, 5 нагнетательных, 5 добывающих; расстояние между забоями – 25 м; длины подземных скважин – 300 м.

Для получения результатов численного моделирования была использована усредненная гидродинамическая модель. Для оценки влияния плотности сетки подземных скважин был принят постоянный расход закачки пара.

Результаты моделирования представлены на рисунках 10–12.

Согласно представленным расчетам необходимо отметить, что разуплотнение подземных скважин не приводит к изменению накопленной добычи нефти за десятилетний промежуток времени, однако наблюдается снижение темпа нефтеотдачи на 27% за первый и второй год разработки. Однако данное отставание может легко компенсироваться за счет более быстрого ввода блока в разработку, так как общий объем бурения будет меньше. ●

Литература

1. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозок, С.М. Дуркин. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.: ил.
2. Дуркин С.М. Моделирование показателей разработки залежей высоковязкой нефти / С.М. Дуркин, И.Н. Меньшикова, А.А. Терентьев // Oil & Gas Journal Russia. – 2017. – № 7. – С. 42–46.

KEYWORDS: thermal-mining development, thermal effects, Yarega field, experimental-industrial area, modernized system for thermal stimulation.

ЗАКАНЧИВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТОПОЛОГИИ И ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОСНАСТКИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ХВОСТОВИКА

**Двойников
Михаил Владимирович,**
заведующий кафедрой
бурения скважин
Санкт-Петербургского
горного университета,
д.т.н., профессор

**Куншин
Андрей Андреевич,**
аспирант кафедры
бурения скважин
Санкт-Петербургского
горного университета

РАССМОТРЕН ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ КОНСТРУКЦИИ ЩЕЛЕВОГО ФИЛЬТРА, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СПУСКА В СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ, А ТАКЖЕ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. РАЗРАБОТАН И ПРЕДСТАВЛЕН АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ ПРОИЗВОДСТВА

THE PROCESS OF IMPROVED STRUCTURE SLOTTED FILTER ALLOWING DESCENT INTO WELLBORES WITH HIGH DEVIATION FROM THE VERTICAL EFFICIENCY INCREASE AS WELL AS ELEVATING THE EFFICACY OF HYDROCARBON EXTRACTION WITH A COMPLICATED GEOLOGICAL FACTOR, HAS BEEN REVIEWED. AN ALTERNATIVE PRODUCTION METHOD HAS BEEN DEVELOPED AND PRESENTED

Ключевые слова: *wells with a large deviation from the vertical, complex geological conditions, shank filter, finite element method, well completion, digital prototype.*

В 2018 г. доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) углеводородов на территории России достигла значения 65 % от общего объёма разведанных ресурсов и имеет тенденцию ежегодного увеличения.

Доля высокотехнологичного бурения составляет более 50 %. Длина горизонтального ствола скважины, проходящего по нефтенасыщенному участку выросла с 65 до 90 %.

Известно, что прирост запасов нефти и газа возможен в случае повышения коэффициента извлечения нефти или за счёт открытия новых разведанных месторождений. Однако современное смещение приоритетов в сторону наращивания и освоения сложных скважин требует применения новых оборудования и технологий, направленных на повышение эффективности их эксплуатационных характеристик.

Появляется необходимость в осуществлении горизонтального и многоствольного бурения.

Сложность освоения труднодоступных территорий, таких как арктический шельф, предусматривает бурение скважин с морской платформы, либо с береговой линии. Как правило, проектный профиль таких скважин имеет протяжённую длину по стволу, достигающую отметки 12 и более километров. При этом длина наклонных и горизонтальных участков скважины составляет от 4 до 9 километров.

Строительство горизонтальных скважин сопровождается значительными капитальными затратами и рисками на всех этапах их сооружения. При бурении и заканчивании таких скважин возникают осложнения и аварии, обусловленные силами трения и неконтролируемостью напряжённо-деформированного состояния (НДС) бурильного инструмента и обсадных колонн во время их вращения и спуско-подъёмных операций. К наиболее частым осложнениям относятся посадки хвостовика-фильтра в процессе его спуска в скважину и недоходжение до проектной глубины. Данные осложнения могут быть вызваны неконтролируемостью геомеханических процессов в скважине, обусловленных деформациями горных пород.

Конструкция хвостовика предусматривает наличие фильтра, устанавливаемого непосредственно в зоне продуктивного интервала. Причём прочностные характеристики фильтра на 15–20 % ниже основной части хвостовика [1]. Хвостовик может соединяться

ФАКТЫ

65 %

достигла доля
ТриЗ в 2018 г. на
территории России

50 %

составляет доля
высокотехнологичного
бурения

с фильтром жёстко силовым переводником, либо с помощью вертлюга. Вертлюг позволяет производить вращение всего хвостовика при неподвижной фильтровой части. При движении фильтра без вращения, увеличивается вероятность продольной деформации, момента изгиба и скручивающих напряжений, обуславливающих появление критических усталостных разрушений, превышающих предел текучести материала элементов фильтра. Нарушение целостности конструкции (повреждение фильтра) может привести к снижению технологических характеристик и общего ресурса эксплуатации скважины.

Разработка конструкции фильтровой части хвостовика с оптимальными параметрами НДС в зонах критических напряжений позволит обеспечить повышение его надёжности и долговечности в процессе эксплуатации скважины.

В ходе работы был смоделирован цифровой промышленный прототип фильтра, выполняющий роль цифрового двойника, для снижения затрат на последующих этапах реальной эксплуатации изделия. Разработанное изделие способно снизить вероятность аварий (прихватов, заклиниваний), повысить технологические и технико-экономические показатели операции заканчивания и эксплуатации скважины. Заключительный этап создания изделия состоит в применении аддитивных технологий 3D-печати металлом.

Аддитивные технологии – послойное наращивание и синтез объекта с помощью компьютерных 3D-технологий, технологий 3D-печати.

Представлено техническое решение, направленное на одно из новых и быстро развивающихся направлений Индустрии 4.0 – печать изделий из сталей и сплавов, имеющих аналоги в мире, но не имеющих аналогов по технологии изготовления и дешевизне производства.

Гипотеза о том, что при поступательном движении, придав телу вращение, можно ускорить его движение по причине снижения трения от плоского движения, дала основание понять – если на тело цилиндрической формы нанести винтовую линию, можно обеспечить ему более плавное продвижение в интервалах неровностей и сужений.

Допущение: винтовая поверхность способна воспринять воздействие крепких пород без пластической деформации и придать крутящий момент фильтру, миновав его подклинку.

Концепция разрабатываемой конструкции фильтра основана на следующих положениях:

- сохранение целостности фильтра;
- оснащение фильтра правой винтовой поверхностью;
- угол подъёма винтовой поверхности должен обеспечивать вращение фильтра в процессе его спуска (рис. 1).

Для того чтобы перейти к разработке новой конструкции фильтра, необходимо проанализировать уже существующие модели и выделить критерии их оценки по прочностным факторам.

Цифровое проектирование осуществлялось в системе автоматизированного проектирования (САПР) для создания цифровых промышленных прототипов изделий Autodesk Inventor. Последующие математические расчёты на прочность и динамику осуществлялись в Microsoft Excel.

РИС. 2. Фрагмент цифровой модели фильтра и сетки

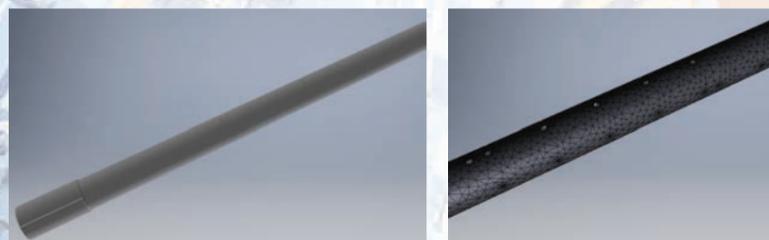


РИС. 3. Анализ смещения

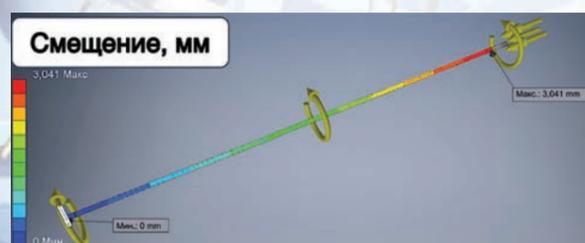


РИС. 1. Визуальное представление концепции движения фильтра

Условные обозначения:
P_{ос} – нагрузка;
ω – частота вращения



ФАКТЫ

12 и более

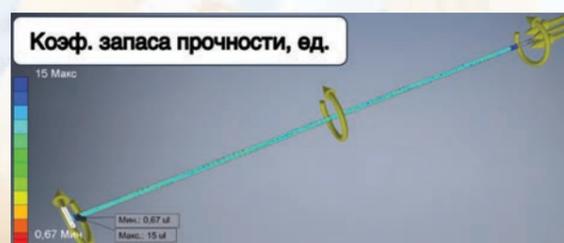
километров достигает длина по стволу проектного профиля скважин

Рассмотрен вариант проектирования фильтра ОТТМ-102 с групповым расположением отверстий и с плотностью 20 отверстий на 1 метр. Для расчёта распределения напряжений по телу фильтра в ходе статического, параметрического и модального анализа модель разбивается на конечные элементы (МКЭ), которые в совокупности образуют сетку (в нашей модели: узлы – 29 562; элементы – 40 834) (рис. 2).

МКЭ является численным методом решений дифференциальных уравнений с частными производными и интегральных уравнений, появляющихся в процессе решения задачи по прикладной физике. Метод широко применяется для решения задач механики деформируемого твёрдого тела, теплообмена, гидродинамики и электродинамики.

МКЭ в САПР основан на алгоритмах триангуляции Делоне, что делает возможным создание абсолютно автоматического конечноэлементного САПР (можно увидеть на рис. 2 справа, разбиение модели на кластеры треугольной формы).

РИС. 4. Анализ запаса прочности



Триангуляция Делоне позволяет снизить погрешность вычислений, поскольку в МКЭ погрешность является обратно пропорциональной синусу минимального/максимального угла сетки.

Основные результаты моделирования представлены на рис. 3 и 4.

Для более точного визуального представления деформации модель окрашивается в цвета, где синий соответствует минимальному значению, а красный цвет – максимальному.

Отдельно рассчитываются следующие параметры:

- полярный момент инерции (экспортируется из Autodesk Inventor®), м⁴.

Расчёт данного параметра позволяет уменьшить погрешность вычислений при расчёте касательных напряжений сложных сечений. Это утверждение основано на разбиении модели на сложные сечения, расчёте его полярного момента инерции и экспорта каждого значения в Excel с привязкой по длине фильтровой части;

- полярный момент сопротивления [2], м³

$$W_{\Pi} = \frac{J_{\Pi}}{R_{сеч}^{макс}}, \quad (1)$$

где J_{Π} – полярный момент инерции сечения, м⁴; $R_{сеч}^{макс}$ – максимальный радиус по сечению, м;

- момент на трение (при коэффициенте сопротивления (K_c) от 0,2 до 0,6) [3], Н·м

$$M_{тр} = R_{сеч}^{макс} \cdot K_c \cdot D_{дол} \cdot L, \quad (2)$$

где $D_{дол}$ – диаметр долота/скважины, м; L – длина фильтра, м;

- сумма вращающих моментов (при K_c от 0,2 до 0,6), Н·м

$$M = M_{в} + M_{тр} = \frac{N_{в}}{2\pi \cdot \omega} + M_{тр}, \quad (3)$$

где $M_{в}$ – момент вращения, Н·м; $N_{в}$ – мощность, расходуемая на вращение фильтра, Вт; ω – частота вращения, об/мин; $M_{тр}$ – момент на трение, Н·м;

- мощность, расходуемая на вращение, Вт

$$N_{в} = C_n \cdot \gamma_{жс} \cdot \sqrt{\omega^3 \cdot D_c} \cdot L \cdot d_n^2, \quad (4)$$

где C_n – коэффициент, учитывающий влияние величины зенитного угла скважины на $N_{в}$; $\gamma_{жс}$ – удельный вес промывочной жидкости, Н/м³; D_c – диаметр скважины, м; L – длина фильтра, м; d_n – наружный диаметр фильтра, м;

- максимальные касательные напряжения (при K_c от 0,2 до 0,6), МПа

$$\tau = \frac{M}{W_{\Pi}}; \quad (5)$$

где M – сумма вращающих моментов, Н·м; W_{Π} – полярный момент сопротивления, м³.

С целью корректировки компоновки фильтра строятся графики распределения суммарных вращающих моментов (рис. 5) и максимальных касательных напряжений (рис. 6) по результатам вычислений. Они позволяют выделить зоны с повышенным риском деформаций.

РИС. 5. Распределение суммарных вращающих моментов по длине при коэффициенте K_c сопротивления от 0,2 до 0,6

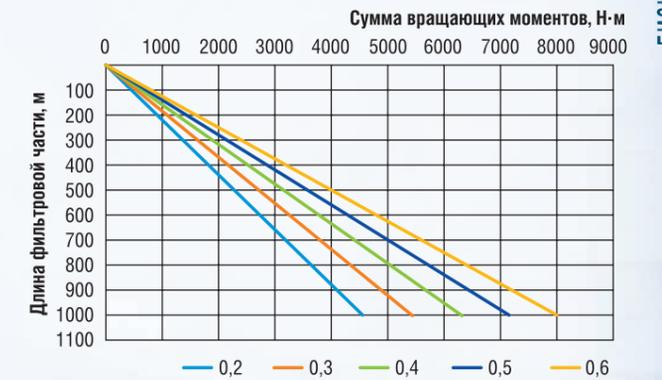
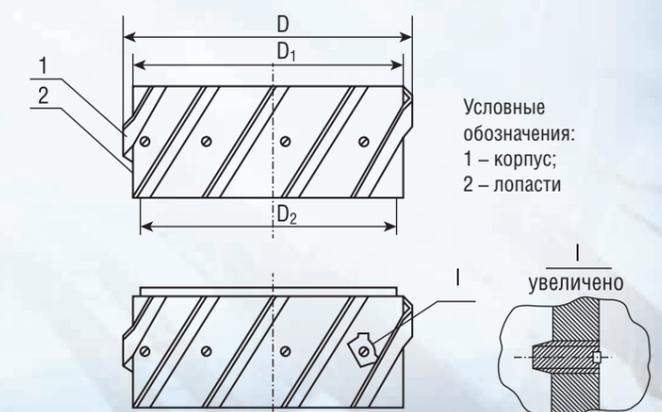


РИС. 6. Распределение максимальных касательных напряжений по длине при коэффициенте K_c сопротивления от 0,2 до 0,6



В качестве альтернативы фильтра с винтовой линией предлагается использовать жёсткий турбулизатор с регулируемым углом наклона направляющих винтовых лопастей (рис. 7), способный упростить и снизить стоимость производства. Для моделирования напряжённых

РИС. 7. Направляющий турбулизатор



состояний и подбора материалов с применением параметрического анализа была создана цифровая и сеточная модели направляющего турбулизатора (рис. 8 и 9).

Шлицевые пазы на внутренней поверхности модели созданы для свободного прохождения раствора на этапе спуска фильтра в скважину и пластового флюида на этапе её эксплуатации.

Установка направляющего турбулизатора на фильтр осуществляется штифтами (рис. 7, 1 – местный вид в разрезе), которые вкручиваются и обеспечивают его надёжную фиксацию.

На основе сеточной модели в формате Solidworks (.stl) была произведена печать изделия из PLA-пластика (рис. 10).

Параметры производства прототипа изделия:

- высота слоя – 200 мкм. Толщина волоса человека составляет 100 мкм;
- точность позиционирования – $1,5 \div 2$ мкм;
- материал – PLA-пластик (полиактид);
- твёрдость (по Роквеллу) – R70 ÷ R90;
- плотность – $1,23 \div 1,25$ г/см³.

PLA-пластик является идеальным материалом для 3D-печати прототипов и изделий, которые не предполагается эксплуатировать длительное время.

Разработанное изделие планируется распечатать в стальном исполнении на собранном 3D-принтере, способном печатать металлом (рис. 11). Применена иная технология изготовления, как замена существующей технологии прямого спекания металла лазером.

Технология бесконтактного нагрева проводника токами высокой частоты и большой величины. Электромагнитное поле наводит в заготовке вихревые токи, которые разогревают проводник под действием джоулева тепла.

Для создания физической модели рабочего механизма требуются инвестиции в проект.

Перед подачей модели на печать производится её обработка алгоритмами искусственного интеллекта (ИИ), которые основаны на глубокой обработке изделия параметрическим анализом.

1. Создание модели, её исправление и доработка после САПР.
2. Оптимизация детали под аддитивное производство – с точки зрения соотношения массы/объёма/прочности/технологичности. Здесь же деталь может приобрести новые свойства – упругость (в т.ч. анизотропную), пористость, резко повысившуюся теплопроводность, гигроскопичность. Монолитная модель → система оболочек и решёток → расчёт нагрузок → оптимизация по результатам расчёта.
3. Подготовка модели к печати – создание системы поддержек, пакование деталей в рабочее поле принтера, «расслоёвка» и др. (рис. 12).
4. Анализ детали и имитация процессов печати для предсказания и исключения возможных ошибок.
5. Стадия завершающей обработки детали.

РИС. 8. Цифровая модель направляющего турбулизатора



РИС. 9. Сеточная модель направляющего турбулизатора для 3D печати



РИС. 10. Распечатанный на 3D-принтере прототип направляющего турбулизатора



Преимущества в сравнении с классическими методами производства изделий из металла:

- отсутствие сложной маршрутной карты, состоящей из множества технических и технологических операций (точение, сверление, цементация, закалка, отпуск, определение квалитетов точности и т.д.);
- снижение в 8–10 раз затрат на производство изделий, обусловленное упрощением процесса работ (приведено среднее оценочное значение);
- возможно гибкое распределение свойств по телу изделия.

Прежде чем переходить к монтажу рассматриваемых элементов на

РИС. 11. Рабочий механизм для 3D-печати металлом (упрощённый вид)

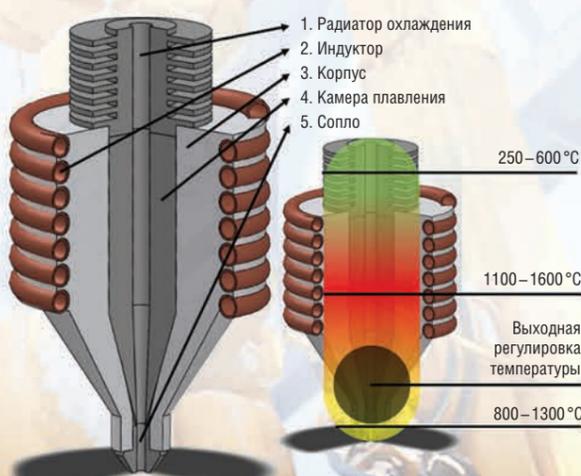


РИС. 12. Предварительный анализ модели и физическая реализация изделия



фильтр, необходимо произвести расчёт интервала их установки. Для исключения контакта фильтра с горной породой определяется расстояние между направляющими турбулизаторами с учётом его прогиба от собственного веса.

Входные расчётные параметры: диаметр фильтра – 102 мм; диаметр долота – 139,7 мм; наружный диаметр турбулизаторов – 124 мм.

Условие: стрела прогиба фильтра не должна превышать 11 мм.

Расстояние между турбулизаторами:

$$l = \left(\frac{384EJ}{5qf} \right)^{1/4} = \left(\frac{384 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 453,36 \cdot 10^{-8}}{5 \cdot 144,5 \cdot 0,011} \right)^{1/4} = 45,75 \text{ м, (6)}$$

где E – модуль упругости Юнга для стали, Н/м²; J – полярный момент инерции (экспортирован из Inventor), м⁴; q – вес одного погонного метра фильтра, Н; f – стрела прогиба фильтра, м.

Проведённые расчёты показали, что при данных диаметральных соотношениях долота и фильтра, с учётом допущения максимального прогиба средней части его части, расстояние между направляющими турбулизаторами не должно превышать 45,75 м.

Также следует отметить, что момент на трение при спуске хвостовика длиной 100 м в горизонтальной части скважины с установленными через каждые 45,75 м направляющими турбулизаторами снизится с 171,58 Н·м до 14,2 Н·м.

Не ограничиваясь произведёнными расчётами и описанием эффективности разработки, следует взглянуть на работу в более длительном промежутке времени.

Если рассматривать фильтр как не касающееся стенок скважины тело, следует, что коэффициент полезного действия фильтра растёт из-за повышения его эффективной площади поверхности. Под термином эффективная площадь поверхности следует понимать то, что фильтр полностью пропускает через себя пластовый флюид и не лежит на стенке скважины, а находится на весу при помощи направляющих турбулизаторов. Направляющие турбулизаторы диаметрально больше фильтра. Данный факт позволяет сделать вывод о том, что повысится эффективность не только операции заканчивания на этапе строительства скважины, но и всего периода эксплуатации скважины.

В ранее опубликованных результатах значение расстояния между направляющими турбулизаторами составляло порядка 14 метров. После тщательной проработки материалов фильтра и турбулизатора по

упругопластическим свойствам расстояние удалось увеличить до значения в 45 метров.

Прогресс движется в сторону усложнения технологий, но, так как проекты в области нефти и газа являются дорогостоящими, требуется осуществлять действия по оптимизации денежных затрат и повышению эффективности работы предприятия. Проект отвечает поставленным и актуальным вызовам топливно-энергетического комплекса – позволяет сохранить денежные средства, повысить эффективность строительства скважины и её эксплуатационные характеристики на всём периоде разработки месторождения.

Инструменты анализа и имитации процессов печати из металлов радикально удешевят и ускорят процесс производства, исключив множество ошибок на этапе, когда на них не потрачено значительных финансовых и материальных средств.

Инструменты автоматизации создания структуры поддержек, автоматического пакования множества деталей в рабочее пространство принтера и тонкой настройки управляющих программ ещё более ускорят и удешевят производство.

Углеводороды необходимы для обеспечения жизнедеятельности в нашем постиндустриальном обществе и будут необходимыми всегда, даже в эпоху киберфизических систем, нейронных сетей, сверхпроводников, альтернативной энергетики и аддитивных технологий. ●

ФАКТЫ

4-9 км

длина наклонных и горизонтальных участков скважины

Литература

1. Abbasian F. Extended Reach Drilling / Abbasian F., Judzis A., Blikra H. etc. // BP Industry Extended Reach Wells. BP Exploration, 1997. P. 16.
2. Чернилевский Д.В., Лаврова Е.В., Романов В.А. Техническая механика. М.: Наука, 1982. С. 236.
3. Овчинников В.П., Двойников М.В., Оганов А.С., Симонянц С.Л. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. Т. 1. С. 536–554.
4. Данилов-Данильян В.И. Методика определения предотвращённого экологического ущерба. М., 1999.

KEYWORDS: wells with a large deviation from the vertical, complex geological conditions, shank filter, finite element method, well completion, digital prototype.

БЛОКИРОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН

Использование гидродинамической модели для моделирования эффективности гранулированных гелей для закупоривания трещин

ЦЕЛЮЮ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ МОДЕЛИРОВАНИЕ БЛОКИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН (ТРЕЩИН АВТО ГРП) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДОНАБУХАЮЩИХ ГРАНУЛИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ. НА ЛАБОРАТОРНОЙ МОДЕЛИ ТРЕЩИНЫ БЫЛИ ПОЛУЧЕНЫ ЗНАЧЕНИЯ КОНСТАНТ ГРАНУЛИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ (КАЖУЩЕЙСЯ ПОСТОЯННОЙ КОНСИСТЕНЦИИ K_a И КАЖУЩЕГОСЯ ПОКАЗАТЕЛЯ ПСЕВДОПЛАСТИЧНОСТИ n_a) ДЛЯ УРАВНЕНИЯ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ ЖИДКОСТИ. ЭТИ ЖЕ КОНСТАНТЫ ИСПОЛЬЗОВАНЫ В ПОЛУЧЕННОМ УРАВНЕНИИ ДЛЯ ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ ВДОЛЬ ТЕХНОГЕННОЙ ТРЕЩИНЫ. ЭФФЕКТИВНАЯ ВЯЗКОСТЬ ГЕЛЯ РАССЧИТЫВАЛАСЬ ИЗ УРАВНЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ГЕЛЯ ВДОЛЬ ТРЕЩИНЫ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОВОДИЛОСЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА НИМЕЗИДА 2014. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОКАЗАЛИ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРАНУЛИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ

THE ULTIMATE GOAL OF THIS PAPER IS TO SIMULATE A MATHEMATICAL MODELING OF GRANULAR WATER SWELLABLE GELS WHICH BE USED IN MATURE OIL FIELDS TO PLUG HIGH PERMEABLE ZONE OR FRACTURE. THIS MODEL MODIFIED BY CORRELATING SCREEN TEST RESULTS WITH FRACTURE EXPERIMENT RESULTS SO THAT THE APPARENT CONSISTENCY CONSTANT AND THE APPARENT FLOW INDEX OBTAINED FROM SCREEN TESTS WERE INTRODUCED TO REPLACE THE CONSISTENCY CONSTANT AND FLOW INDEX FROM GENERAL POWER LAW EQUATION TO CALCULATE PRESSURE GRADIENT AND EFFECTIVE VISCOSITY ALONG THE FRACTURE. THE SIMULATION WAS PERFORMED WITH THE USE OF HYDRODYNAMIC SIMULATION NIMEZIDA 2014. THE RESULTS SHOWED THE EFFECTIVENESS OF THE TECHNOLOGY APPLICATION OF GRANULAR GELS

Ключевые слова: водонасыщенность, градиент давления, техногенная трещина, моделирование, гранулированный гель.

**Али Г.Х.,
Зотова О.П.**
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Согласно трассерным исследованиям, большинство зон между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях Западной Сибири содержат техногенные трещины.

Появление техногенных трещин в прискважинной зоне нагнетательных скважинах характерно для месторождений Западной Сибири.

В качестве основного инструмента тестирования предлагаемой

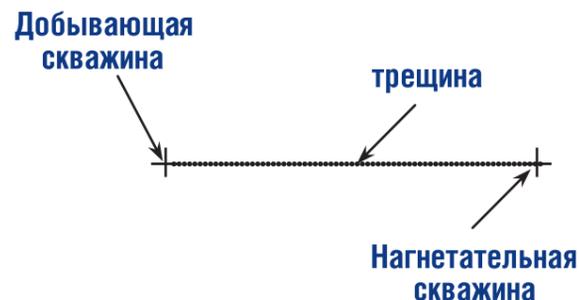
технологии экранирования трещин будем опираться на гидродинамическое моделирование, т.е. на результаты вычислительных экспериментов на гидродинамической модели (ГДМ) пласта прототипа.

Для исследования технологического действия геля сначала создадим базовую модель, которая будет получена в виде фрагмента элемента разработки, представляющего из себя прямоугольный параллелепипед (ПП) размером $200 \times 100 \times 10$ м с непроницаемыми границами (рис. 1).

Для равнодейственного – сбалансированного нагнетания в качестве граничных условий на стенке скважины выбраны одинаковые значения депрессии равные 10 МПа (3 МПа для условия в ячейке – ПП $2 \times 2 \times 10$ м).

Расстояния от нагнетательной и добывающей скважины до границ пласта по оси X одинаковы

РИС. 1. Схема эксперимента для получения модели прямолинейной трещины



УДК 622.234

и составляют 50 м. Начальное пластовое давление доставляет 16 МПа. Толщина пласта – 10 м.

ГДМ настроена изолированной, т.е. без постоянного давления на границах по той причине, что в противном случае эффект будет закамуфлированным из-за притоков фаз извне – со стороны границ модели. Это может как уменьшить эффект, так и преувеличить его в связи с тем, что баланс отбора масс нефти и воды не будет соблюдаться вследствие массообмена через открытые границы ГДМ. Причем в данном случае возможен как приток, так и отток масс.

Проницаемость пласта взята в среднем 60 мД. Это значение более типично для краевых зон и является достаточным обстоятельством для создания условия образования трещин при реализуемых системах заводнения Западной Сибири (не более 1 нагнетательной скважины на 2 добывающих или 1/1).

В качестве гидродинамического симулятора был выбран программный комплекс Немезида 2014, так как в симуляторе учитывается гидродинамика трещин.

На основе экспериментальных данных о прокачке геля через трещину использовались формулы, полученные для депрессии в трещине вида (1) – (3).

Уравнение регрессии (1) получено по результатам экспериментов с экраном 150 меш:

$$\frac{dp}{dl} = 39210k_a^{-0.0845} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{12.306n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1.442n_a} \left(\frac{1}{W^{2n_a+1}}\right)^{0.257} \quad (1)$$

Уравнение регрессии (2) получено по результатам экспериментов с экраном 80 меш:

$$\frac{dp}{dl} = 32154k_a^{-0.0942} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{13.475n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1.526n_a} \left(\frac{1}{W^{2n_a+1}}\right)^{0.253} \quad (2)$$

Уравнение регрессии (3) получено по результатам экспериментов с экраном 40 меш:

$$\frac{dp}{dl} = 26303k_a^{-0.195} \left(\frac{2n_a+1}{n_a}\right)^{14.105n_a} \left(\frac{2q}{h}\right)^{1.464n_a} \left(\frac{1}{W^{2n_a+1}}\right)^{0.246} \quad (3)$$

Для принятых значений проницаемости и толщины трещины (0,3–3,0 мм) были рассчитаны свойства геля в зависимости от гидродинамических условий. При моделировании было принято, что раскрытость трещины является изменяемой величиной и зависит от перепада давления между давлением внутри трещины и давлением в поровой матрице. Раскрытость трещины рассчитывается в ГДМ согласно модели Стрекалова–Грачевой в гидродинамическом симуляторе Немезида.

Граничным условием при нагнетании геля выбрано давление нагнетания 65 МПа (в нагнетательной скважине – источнике обводнения).

По результатам моделирования определено, что прорыв воды в добывающую скважину по образовавшейся трещине произошел через 130 суток после начала нагнетания. На рисунке 2 показано распределение водонасыщенности к 130,5 суток после начала нагнетания воды и закачки геля в течение 0,5 суток.

Распределение насыщенности геля показано на рисунке 3.

РИС. 2. Поле водонасыщенности после нагнетания геля в течение 0,5 сут после полного прорыва трещины 130 сут отбора

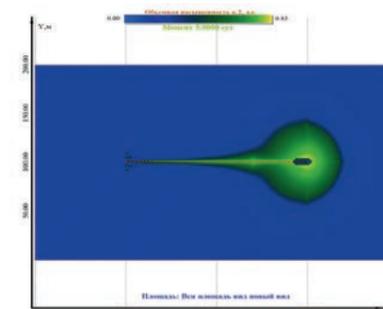
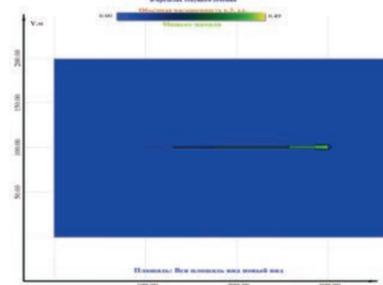


РИС. 3. Распределения геля по трещине к моменту конца его нагнетания (2 сут) и начало тестирования изменения динамики



Наибольшей зоной воздействия геля является призабойная зона, так как давление нагнетания достаточно велико (65 МПа).

По результатам моделирования установлено, что закачку водонабухающего гранулированного геля (ВГГ) целесообразнее начинать через 100 суток после начала нагнетания воды, а не дожидаться ее прорыва в добывающую скважину.

РИС. 4. Распределение водонасыщенности после окончания закачки итока нефти возобновления нагнетания (102 суток)

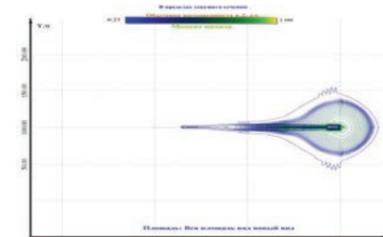
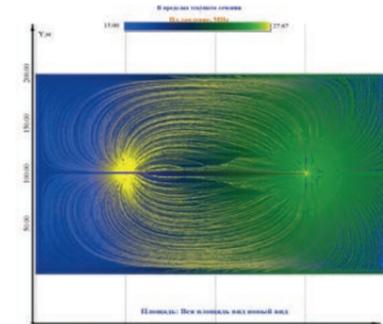


РИС. 5. Распределение давления и линий токов нефти соответствующее более эффективному процессу вытеснения после перестроения давления через 100 суток после закачки ВГГ.



На рис. 4 показано распределение водонасыщенности к концу закачки геля, т.е. к моменту 102 суток с момента запуска скважин.

Распределение давления (рис. 5) и линий токов нефти соответствует более эффективному процессу вытеснения после перестроения давления через 100 суток после закачки ВГГ.

Как видно из распределения нефтенасыщенности, продвижение воды крайне не значительно, что свидетельствует о том, что эффект от закачки ВГГ будет продолжаться и далее (до 200–300 суток с момента закачки).

Согласно динамике дебитов нефти и воды с учетом закачки ВГГ и без такового хорошо видно, что ВГГ препятствует продвижению воды по трещине. Последнее

РИС. 6. Сравнение динамики дебитов нефти и воды с закачкой ВГГ и без него

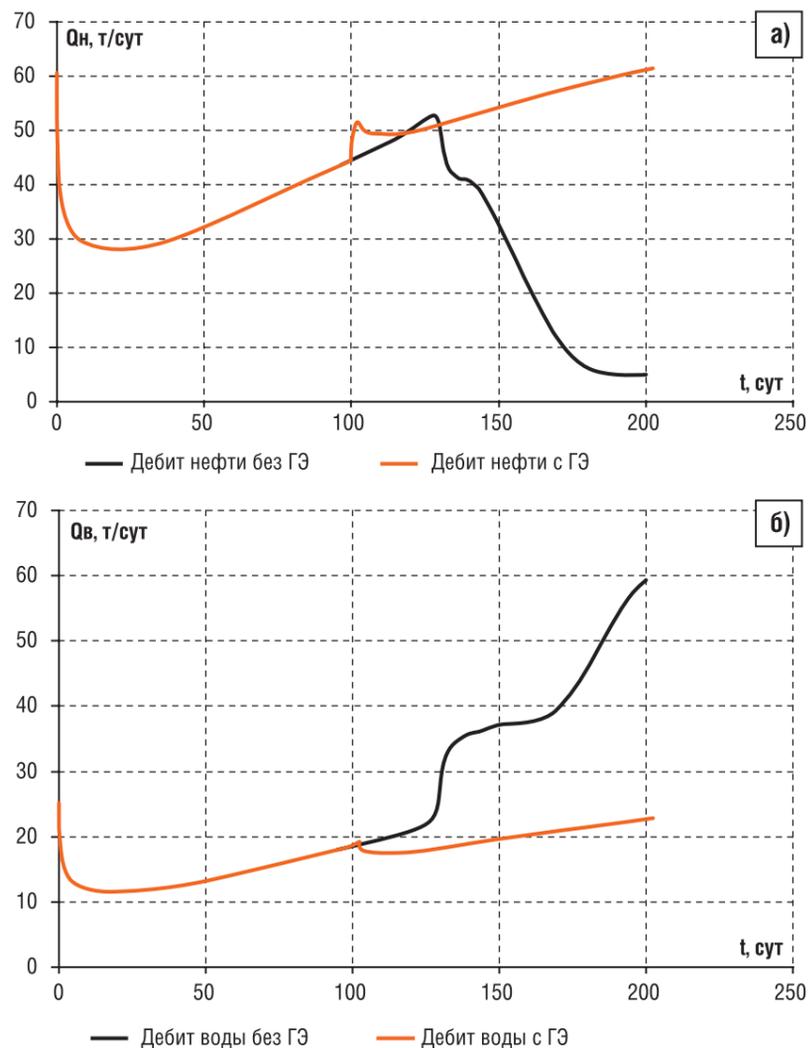
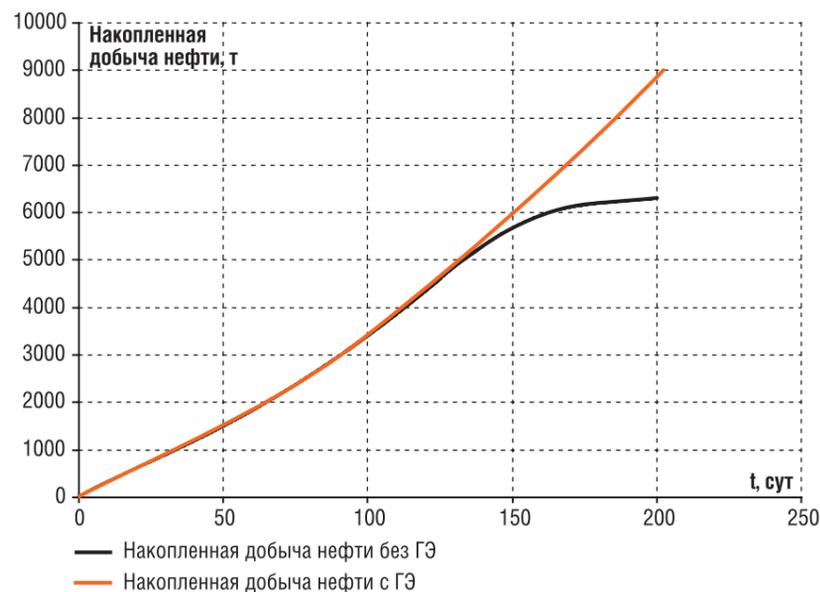


РИС. 7. Сравнение накопленной добычи нефти с закачкой ВГГ и без



не дает воде прорваться к добывающей скважине, но между тем не препятствует эффективному вытеснению нефти водой и поддержанию пластового давления (рис. 6). Согласно графикам (рис. 7) совокупный эффект за 100 суток эксплуатации добывающей скважины с момент закачки ВГГ составляет 2708,347 т нефти. Более того, эффект будет продолжаться еще не менее 100–150 суток.

Выводы

- Исследования на экранной модели могут быть хорошей альтернативой для измерений реологических свойств частиц, которые различаются по размеру и форме в миллиметровом диапазоне. На основе авторских экспериментов показано, что коэффициент набухания ВГГ зависит от концентрации рассола и скорости потока, а также размера частиц геля.
- Проведенное моделирование на специальной гидродинамической модели процесса блокирования техногенной трещины показало эффективность применения водонабухающих гранулированных гелей. ●

Литература

1. Al-Assi A.A., Willhite G.P., Green D.W., and McCool, C.S. 2009. Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate. SPEJ 14 (3): 450-461. SPE-100049-PA. doi: 10.2118/100049-PA.
2. Du Y., and Gong J.P. in Surface Friction and Lubrication of Polymer Gels, ed. G. Biresaw and K.L. Mittal, CRC Press, Boca Raton, Florida, May 2008, ch. 11, pp. 223–246.
3. Ganguly, S., Willhite, G.P., Green, D.W., and McCool, C.S. 2001. The Effect of Fluid Leakoff on Gel Placement and Gel Stability in Fractures. Paper SPE 64987 presented at SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 13–16 February 2001.
4. Larkin, R. and Creel P. Methodologies and Solutions to Remediate Inter-well Communication Problems on the SACROC CO2 EOR Project-A Case Study. paper SPE 113305 presented at 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, OK, 19–23 April 2008.
5. Ramazani-Harandi M.J.; Zohuriaan-Mehr M.J.; Ershad-Langroudi A.; Yousefi A.A.; K. Kabiri. Rheological Determination of the Swollen Gel Strength of the Superabsorbent Polymer Hydrogels. Polym. Test. 2006, 25, 470-474.
6. Wang, D., Seright, R.S., Shao, Z., and Wang, J. 2007. Key Aspects of Project for Polymer Flooding. Paper SPE 109682 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11–14 November.
7. Wu, Y., Bao, B. 2008. Modeling Particle Gel Propagation in Porous Media. Paper SPE 115678 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21–24 September.

KEYWORDS: water saturation, pressure gradient, fracture, Screen model, gel.

ООО «ДРИЛЛФЛОТ» — нефтесервисная компания, специализирующаяся на ремонте и сервисном обслуживании систем верхнего привода (СВП), а также ремонте двигателей внутреннего сгорания (ДВС) дизельных электростанций (ДЭС) и мобильных буровых установок (МБУ), предоставлении услуг по контролю расхода топлива.

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД УСПЕШНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ

г. Москва, Киевское шоссе,
БП «Румянцево»,
корп: Г, офис: № 318 Г 1

Tel / Fax: +7 (495) 902-57-40
+7 (495) 902-57-49
E-mail: info@drillflot.ru

ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ В ТРЕЩИНОВАТОМ КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

по результатам геофизических и гидродинамических исследований

Морозовский Никита Александрович, главный технолог отдела научно-технического развития и моделирования АО «ИГиРГИ», к.т.н.

Каневская Регина Дмитриевна, начальник отдела научно-технического развития и моделирования АО «ИГиРГИ», заведующая кафедрой прикладной математики и компьютерного моделирования РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, д.т.н., профессор

Колесов Владимир Анатольевич, эксперт АО «ИГиРГИ»

Пименов Андрей Андреевич, главный технолог отдела научно-технического развития и моделирования АО «ИГиРГИ»

Коротовских Валерий Алексеевич, начальник управления по разработке месторождений ПАО «НК «Роснефть»»

В ДАННОЙ РАБОТЕ ДЛЯ ОДНОГО ИЗ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ БЫЛ ПРОИЗВЕДЕН КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ ОПОРНЫХ СКВАЖИН. В КАЧЕСТВЕ ОПОРНЫХ БЫЛИ ВЫБРАНЫ СКВАЖИНЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕСЯ НАИБОЛЕЕ ОБШИРНЫМ КОМПЛЕКСОМ ИССЛЕДОВАНИЙ (ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ НА НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ, РАСШИРЕННЫЙ КОМПЛЕКС ГИС, МИКРОИМДЖЕРЫ). ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОПОРНЫХ СКВАЖИНАХ ВЫЯВЛЕНО ПРЕИМУЩЕСТВЕННОЕ ВЛИЯНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ ИНТЕРВАЛОВ НА РАБОТУ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВолов. В ЭТОЙ СВЯЗИ ПЕРЕСМОТРЕН ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН. ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА МАСШТАБИРОВАНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ НА ОСТАЛЬНОЙ ДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД ДОБЫВАЮЩИХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

IN THIS PAPER WE PRESENT, A COMPLEX TEST HOLES WORK ANALYSIS FOR ONE OF EAST SIBERIA OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS WAS CARRIED OUT. AS TEST ONES, BORE WELLS CHARACTERIZED WITH MOST WIDESPREAD COMPLEX OF INVESTIGATION (HYDRODYNAMIC (HDTH) IN A NON-STABILIZED MODE, WELL-LOGGING (WLH), BROADENED GTH COMPLEX, MICROIMAGERS), WERE CHOSEN. BASED ON COMBINATION RESULTS OF DIFFERENT METHODS APPLIED ON THE TEST HOLES, THE INFLUENCE OF LOCAL FRACTURED INTERVALS UPON HORIZONTAL WELLBORES ACTIVITY WAS DETECTED. WITHIN THIS FRAMEWORK, THE APPROACH TO WELLBORES PRODUCTIVITY ESTIMATION HAS BEEN REVISED. A SCALING METHOD OF THE RESULTS OBTAINED FOR THE REST ACTIVE WELL STOCK HAS BEEN PROPOSED

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, анализ работы опорной скважины, трещиноватые интервалы, горизонтальные скважины, продуктивность скважины.

Практика разработки трещиноватых коллекторов подсказывает, что описание работы системы скважина – пласт часто не соответствует поведению, предсказываемому классическими моделями фильтрации для трещиноватых систем (Warren-Root и др.), а наблюдаемые параметры фильтрации и интервалы притока зачастую не соответствуют предполагаемым на основе данных геофизических исследований скважин (ГИС) открытого ствола. Особенно явно это проявляется при анализе работы горизонтальных скважин (ГС), в которых зачастую

отмечается существенная неоднородность распределения профиля притока по стволу. Таким образом, пласт уже нельзя представить квазиоднородной системой, а прогнозирование работы скважин требует комплексирования разномасштабных методов описания пластовых систем.

Общие сведения о месторождении

В статье рассматривается месторождение, расположенное в пределах Восточносибирской

УДК 622.276

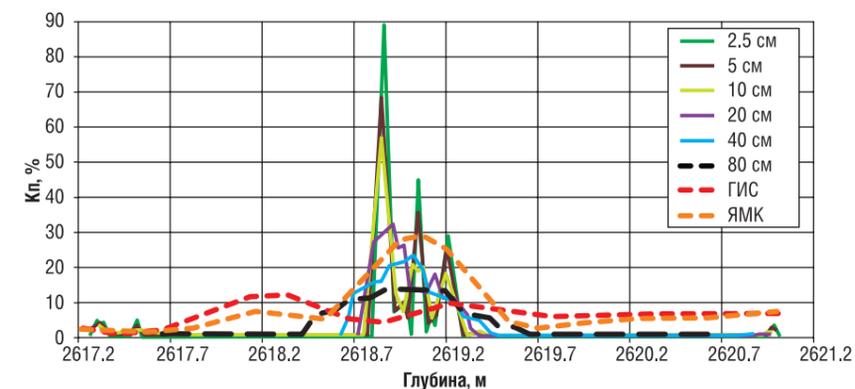
РИС. 1. Фотографии полноразмерного керна скважин исследуемого месторождения из высококавернозного интервала



нефтегазоносной провинции, являющееся уникальным не только по размерам и объёму запасов, но и по возрасту продуктивных отложений – основной объект разработки приурочен к отложениям рифейского возраста.

Опробования в скважинах месторождения показали большую изменчивость дебитов по площади (отсутствие притока, дебиты не превышают 10 т/сут, дебиты от 100 до 540 т/сут). Пласт представляет собой сложно-построенный карбонатный коллектор – матрица непроницаема, фильтрация осуществляется по трещинам, запасы сосредоточены в кавернах и интервалах выщелачивания. Распределение интервалов интенсивного кавернообразования (выщелачивания), обладающих аномально высокой пустотностью в изучаемом разрезе, крайне неравномерно. В наличии также неравномерное распределение системы трещин различных масштабов В породах имеются маломощные (как правило не более 0,5 м) кавернозные прослойки, обладающие высокой пустотностью. Пример таких интервалов на колонке керна представлен на рис. 1. На рис. 2 приведено сопоставление пустотности, из которого наглядно видно, что по ГИС не всегда возможно идентифицировать столь маломощные прослойки. Эффективная общая пустотность составляет порядка 1–2%, проницаемость отдельных трещиноватых интервалов может достигать 4Д.

РИС. 2. Величина пористости, определённая при микротомаграфировании полноразмерных кернов из высококавернозного интервала, сопоставленная с РИГИС



Наличие массивной газовой шапки и подстилающей воды, обуславливает работу скважин на гравитационном режиме ($\Delta P \sim 1$ атм) для снижения рисков прорыва газа и воды.

Месторождение находится на начальной стадии разработки. Его ввод в промышленную эксплуатацию в 2017 г. показал существенную неоднородность фильтрационно-емкостных свойств и, соответственно, отклонения в проектных дебитах эксплуатационного фонда скважин.

Анализ промысловых исследований

В ходе анализа работы скважин отмечено отклонение от прогнозных параметров, полученных по традиционным аналитическим зависимостям. В этой связи отмечена необходимость создания нового подхода к описанию работы скважин данного месторождения.

Представленная работа не могла быть проведена без детального анализа выполненных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин с целью уточнения модели притока к горизонтальным стволам.

На начальном этапе произведён анализ работы опорных горизонтальных скважин (скважин, характеризующихся наиболее полным комплексом исследований) путём анализа гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившемся притоке, выполняющихся по технологии ИД-КВД перед запуском каждой скважины по фонду. В ходе анализа выявлено существенное отклонение фактической модели притока от предполагавшейся при заданных параметрах пласта и заканчивания.

В частности, по всем скважинам наблюдалось либо полное отсутствие, либо недостаточная продолжительность линейных режимов фильтрации, характерных для скважин с горизонтальным окончанием заданной эффективной проходки.



РИС. 3. Типовое поведение производной давления в билогарифмических координатах

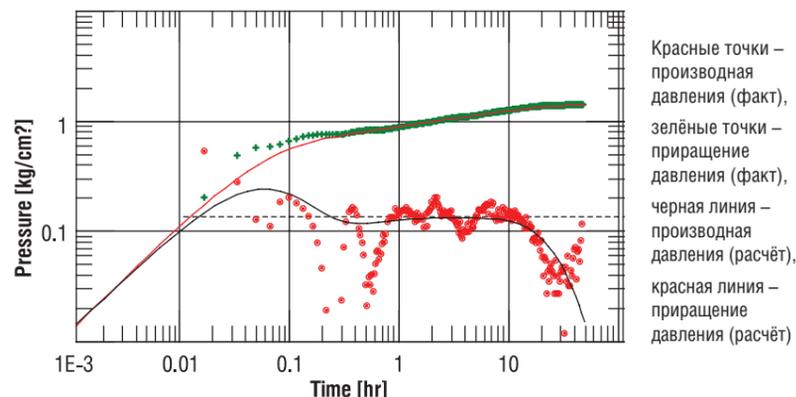
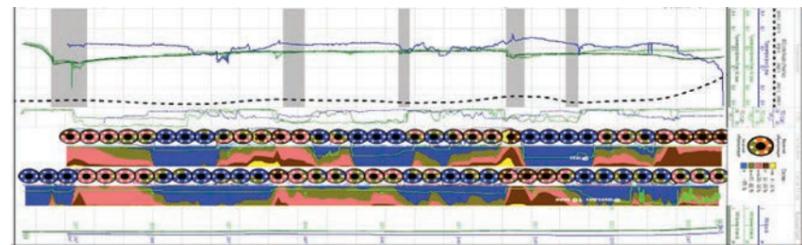


РИС. 4. Типовое распределение профиля притока по ПГИ на качественном уровне. Верхняя часть графиков – по данным термограмм, нижняя часть – по данным распределённой влагометрии

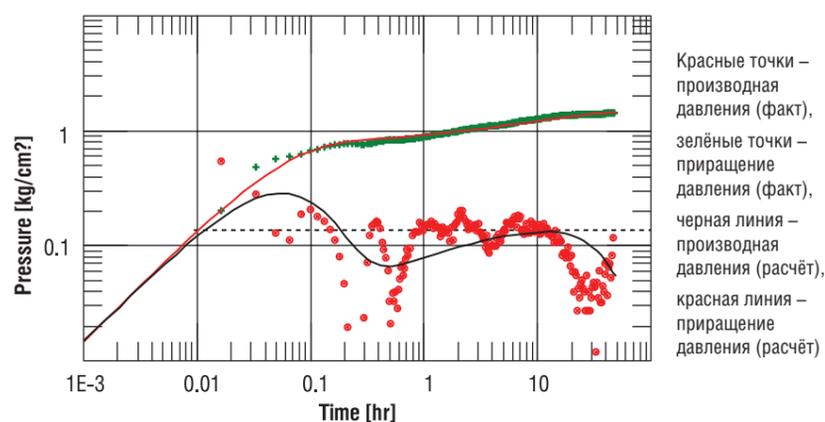


В ходе первичной интерпретации это несоответствие устранялось либо существенным уменьшением эффективной длины ствола (с сотен до десятков метров), либо ведением дополнительного «механического» скин-фактора. И в том, и в другом случае модель фильтрации дополнительно требовала введения соотношения вертикальной и латеральной проницаемости, превышающей единицу ($Kz/Kr >> 1$), что в условиях заложения скважины параллельно напластованию является противоречащим традиционной модели притока к ГС в коллекторе, описываемом классической моделью двойной среды.

В данных условиях авторами было сделано предположение о значительном влиянии субвертикальной трещиноватости на интенсивность притока к горизонтальным стволам. Для проверки этой гипотезы использовались результаты промыслово-геофизических исследований скважин, по которым наблюдалось максимальное отклонение от проектных дебитов нефти (жидкости). Впоследствии именно

эти скважины рассматривались в качестве опорных. По результатам комплексирования ГДИС и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в опорных скважинах выявлено преимущественное влияние локальных интервалов на работу всего горизонтального ствола. Как правило, суммарная работающая длина не превышала 30–40 % от пробуренной

РИС. 5. Результаты совмещения производной давления по модели ГС с МГРП на основе данных ПГИ



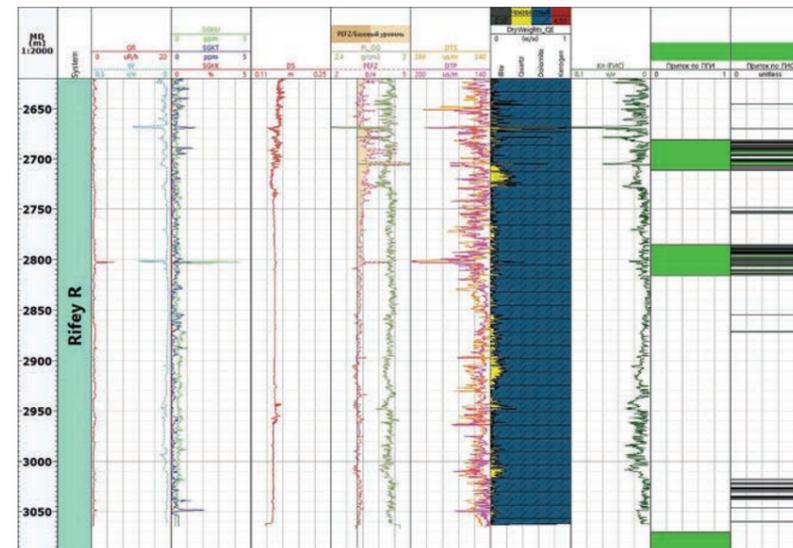
длины ГС, а по части скважин не превышала и 20%, причем локализованы эти интервалы крайне неравномерно по стволу скважины.

В этой связи пересмотрен подход к описанию продуктивности скважин и прогнозу их работы. Так, результаты ПГИ использовались для адаптации ГДИС на неустановившемся притоке по модели ГС, осложнённой вертикальными высокопроводящими трещинами (аналог горизонтального ствола с многостадийным гидравлическим разрывом пласта), в части определения количества работающих интервалов притока. Остальные параметры адаптировались исходя из поведения производной давления согласно алгоритмам log-log анализа. Совмещение фактических и расчётных данных давало чуть лучшее совмещение (рис. 3), а также лучшие прогнозные показатели.

Также выявлено существенное влияние разгазирования пластового флюида на продуктивность скважин и определён диапазон целевого забойного давления.

Описанный подход позволил уточнить параметры работы опорных скважин. В связи с ограниченностью количества проведённых ПГИ для перехода к описанию работы остального фонда скважин, с использованием методов машинного обучения выполнено построение алгоритма интерпретации ГДИС для прогноза работающих по ПГИ интервалов.

РИС. 6. Пример сопоставления работающих интервалов по ПГИ (вторая слева колонка) и данным ГИС (крайняя слева колонка)



Использование данных ГИС для идентификации интервалов притока

До настоящей работы результаты интерпретации ГИС не использовались для оценки проницаемости и стартовых дебитов. Отложения считались повсеместно трещиноватыми со средней плотностью трещин 3 трещины/метр. При этом анализ колонки керна демонстрирует, что следы УВ встречаются только в одной трещине из 80. Работа не всех трещин предполагалась и ранее: по данным пластовых микросканеров, идентифицируется повсеместная трещиноватость, тогда как результаты ПГИ свидетельствуют о наличии нескольких разрозненных интервалов притока.

Совместный анализ ГИС (ГК, НК, ГГКп, УЭС, АК), результатов интерпретации (объёмная минералогическая модель, коэффициентов общей, трещиной и кавернозной пустотности) и ПГИ показал отсутствие двухмерных связей интервалов притока по ПГИ с остальными параметрами. Анализ гистограмм всех рассматриваемых параметров для работающих и неработающих по ПГИ интервалов также не позволил выявить критерии для выделения интервалов притока. Прежде всего это связано с тем, что данные ГИС имеют высокую изменчивость при протяженных интервалах

по ПГИ. Комплексный анализ данных ГИС, а именно ГК, НК, ГГКп и АК, позволил установить критерии прогноза работающих интервалов по данным ГИС. В качестве инструмента для прогноза работающих интервалов в рамках настоящей работы принят алгоритм «дерево решений». Всего в анализе участвовало 6 горизонтальных скважин, имеющих расширенный комплекс ГИС хорошего качества и профиль притока по ПГИ. 3 скважины представлены каротажем отечественного производства и 3 скважины имеют запись ГИС зарубежных сервисных компаний.

Как было сказано ранее, работающие по ПГИ интервалы достаточно протяжены относительно высокой изменчивости данных ГИС вдоль таких интервалов, поэтому с использованием статистической обработки методом «дерево решений» определены наиболее вероятные интервалы притока. На рис. 5 приведена каротажная диаграмма с результатом сопоставления притока по ПГИ и интерпретации ГИС с учетом алгоритма «дерева решений». Из рисунка наглядно видно хорошее согласие между фактическими и прогнозными интервалами притока. Достоверность прогноза работающих интервалов составила 73% для отечественного комплекса ГИС и 79% для зарубежного комплекса.

Заключение

В ходе работы подтверждено преимущественное влияние трещин на работу эксплуатационного фонда и, соответственно, обоснован переход от модели притока к ГС с фиксированной эффективной длиной ствола к модели притока к ГС, осложнённой локальными трещиноватыми интервалами при интерпретации ГДИС на неустановившемся притоке.

Найдены статистические критерии выделения по ГИС потенциально продуктивных интервалов. Выделяемые по ГИС интервалы маломощные, а ПГИ фактически показывает их интегральное влияние на профиль притока.

Достоверность прогноза положения интервалов притока по результатам ГИС составляет 60–90 %, чего достаточно для масштабирования методики на другие скважины эксплуатационного фонда.

Таким образом, разработан подход к описанию работы горизонтальных скважин в условиях вскрытия неравномерно трещиноватого карбонатного коллектора, основанный на комплексировании ПГИ, ГДИС и ГИС открытого ствола.

Выявленные закономерности могут использоваться при прогнозировании продуктивности скважин. Это позволит уточнить текущие уровни добычи по скважинам, оптимизировать их режим работы, вынести рекомендации по проведению геолого-технологических мероприятий. ●

Литература

1. Морозовский Н.А. Методика комплексного геофизического контроля разработки низкопроницаемых коллекторов в условиях искусственной и естественной макротрещиноватости // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина – Москва – 2016. – С. 47–80.
2. Морозовский Н.А., Кременецкий М.И. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // SPE-171228-RU – 2014.

KEYWORDS: oil and gas condensate field, analysis of the support well, fractured intervals, horizontal wells, well productivity.

ПЕРКОЛЯЦИОННЫЙ МЕТОД

решения задач подземной гидромеханики при моделировании разработки нефтегазовых месторождений

ПРЕДСТАВЛЕН ПЕРКОЛЯЦИОННЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ И АНАЛИЗУ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ УЧИТЫВАТЬ ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ТВЕРДОЙ И ЖИДКОЙ ФАЗ. ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТОГО ПОДХОДА ПРОДЕМОНСТРИРОВАНЫ НА ПРИМЕРЕ РАССМОТРЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ДАННОГО ЭФФЕКТА КАК НА СВОЙСТВА ДВИЖУЩИХСЯ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ФЛЮИДОВ, ТАК И НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ САМИХ ПОРИСТЫХ СРЕД. ПОДХОД ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯСНИТЬ ОСНОВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МАКРОСКОПИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И, СООТВЕТСТВЕННО, ВОЗМОЖНОСТИ ВЛИЯНИЯ НА НИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

TPERCOLATION APPROACH TO HYDRODYNAMIC PROCESSES IN POROUS MEDIA MODELING AND ANALYSIS WHICH ALLOWS CONSIDERING OF ELECTROKINETIC PHENOMENA AT THE SOLID-LIQUID INTERFACE, HAS BEEN PRESENTED. THE DEVELOPED APPROACH OPPORTUNITIES ARE DEMONSTRATED AS EXEMPLIFIED FOR CONSIDERING THE GIVEN EFFECT INFLUENCE BOTH TO THE PROPERTIES OF FLUIDS MOVING IN POROUS SPACE AND PERMEABILITY OF THE POROUS MEDIA THEMSELVES. THE APPROACH ALLOWS CLARIFYING THE BASIC MECHANISMS DEFINING THE CHARACTERISTIC FEATURES OF MACROSCOPIC PROCESSES AND CORRESPONDINGLY, THE OPPORTUNITIES OF AFFECTING THEM WHEN EXPLOITING GAS FIELDS

Ключевые слова: моделирование гидродинамических процессов, пористые среды, нефтегазовые месторождения, перколяционный метод, подземная гидромеханика.

Кадет Валерий Владимирович, заведующий кафедрой нефтегазовой и подземной гидромеханики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доктор технических наук, профессор

Чагиров Павел Станиславович, ведущий специалист ОАО «ЯМАЛ СПГ», кандидат технических наук

Галечян Артур Михайлович, начальник промыслово-геофизической партии ООО «Шлюмберге Восток», кандидат физико-математических наук

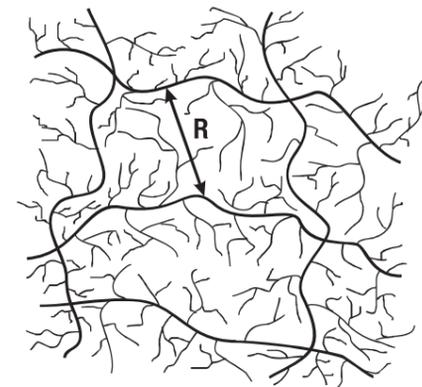
Общие принципы современного подхода в подземной гидромеханике

Перколяционный подход ставит своей целью учесть при описании движения флюидов в пористых средах особенности строения порового пространства и взаимодействие флюидов с поверхностью минералов. Математическим фундаментом этого подхода является теория перколяции.

Транспортные или кондуктивные свойства пористых сред определяются, прежде всего, наличием проводящих поровых каналов. Наиболее простая и удобная модель, позволяющая описывать взаимодействие этих каналов и, как результат, формирование проницаемости пористой среды как макрообъекта – пространственная решетка проводящих капилляров. При этом естественно считать, что радиусы капилляров в такой решетке распределены в соответствии с реальной порометрической кривой – функцией плотности распределения поровых каналов по радиусам $f(r)$.

Перколяционная модель, позволяющая описать проводимость неоднородной среды, если известна функция распределения элементов структуры по величине их собственной проводимости, развивалась в работах автора, например [1, 2]. Она базируется на обобщении модели бесконечного кластера (БК) Шкловского – де-Жена (рис. 1) на случай,

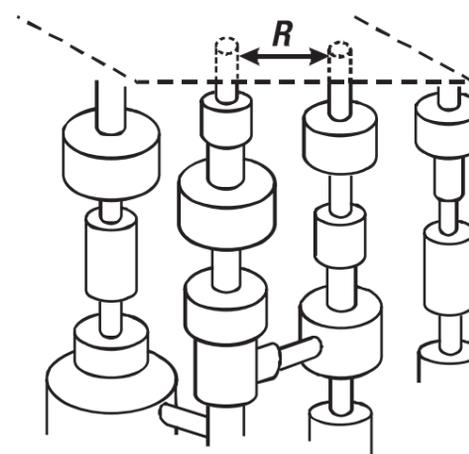
РИС. 1. Схематичное представление структуры БК, положенное в основу модели Шкловского – де-Жена без учета извилистости (фрактальности) составляющих его проводящих путей



когда решетка содержит проводящие элементы, имеющие распределение по величине их собственной проводимости. Исходя из представлений о структуре БК, приходим к задаче определения проводимости его скелета, ответственного за транспортные свойства БК и, соответственно, пористой среды в целом.

Проводящие каналы, по которым осуществляется течение флюида, представляют собой цепочки гидравлически связанных между собой поровых каналов (капилляров) (рис. 2) различного радиуса r (проводимость $\sigma \sim r^\lambda$, где λ определяется характером процесса переноса). Проводимость цепочки будет определяться самым тонким капилляром, поэтому его радиус естественно считать основной характеристикой такой цепочки. Используя его, введем понятие «г-цепочки» – будем так именовать цепочки капилляров, в которых минимальный радиус составляющих ее капилляров лежит в диапазоне $r \div r + dr$.

РИС. 2. Схема формирования проводящих г-цепочек



Скелет БК будут составлять г-цепочки всего диапазона области определения функции $f(r)$, причем их количество для каждого r будет свое и, вообще говоря, заранее неизвестно. Поэтому необходимо построить некоторый алгоритм определения количества образовавшихся г-цепочек, их проводимостей и последующего суммирования с целью нахождения суммарной проводимости

БК. Именно данный алгоритм и является главным элементом перколяционной модели.

Представляемый здесь подход основан на введении определенной систематизации или иерархии г-цепочек, которая позволяет реализовать указанную выше схему суммирования.

При этом можно показать, что число проводящих цепочек $n(\sigma_1)$, содержащих связи с $\sigma \geq \sigma_1$ и выходящих на единицу поверхности секущей плоскости, перпендикулярной к выбранному направлению

$$n(\sigma_1) = l^{(1-D)} \left[\omega \int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma \right]^{v(D-1)}, \quad (1)$$

где критическая проводимость σ_c определяется порогом протекания P_c^b :

$$\int_{\sigma_c}^{\infty} f_0(\sigma) d\sigma = P_c^b.$$

Соответственно, функция распределения проводящих цепочек по σ_1 связана с величиной n соотношением $F(\sigma_1) = -dn/d\sigma_1$, поскольку n с уменьшением σ_1 возрастает

$$F(\sigma_1) = v(D-1) l^{(1-D)} \left[\int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma \right]^{v(D-1)-1} f(\sigma_1). \quad (2)$$

Теперь определим $k(\sigma_1)$ – среднюю проводимость единицы длины σ_1 -цепочки (r_1 -цепочки), составленной из последовательно соединенных связей с $\sigma \geq \sigma_1$ (рис. 2). На этом этапе необходимо учесть различие между 2D и 3D решетками. В случае 2D решеток г-цепочки представляют собой гладкие линии, поэтому

$$k(\sigma_1) = \left[\int_{\sigma_1}^{\infty} f_0(\sigma) \frac{d\sigma}{\sigma} \right]^{-1} \left[\int_{\sigma_1}^{\infty} f_0(\sigma) d\sigma \right]. \quad (3)$$

Однако в 3D задачах возникает существенная извилистость (фрактальность) элементов скелета БК. При этом можно показать, что реальная длина участка г-цепочки в

$$\left(\int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma \right)^{v-\zeta}$$

раз больше обычного линейного расстояния между его концами.

Учет данного обстоятельства позволяет получить окончательное выражение для средней проводимости единицы длины элемента порового 3D пространства (моделирующей его пространственной решетки капилляров)

$$k(\sigma_1) = \left[\int_{\sigma_1}^{\infty} f_0(\sigma) \frac{d\sigma}{\sigma} \right]^{-1} \left[\int_{\sigma_1}^{\infty} f_0(\sigma) d\sigma \right] \left(\int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma \right)^{v-\zeta}. \quad (4)$$

Таким образом, используя (1) – (4), получаем:

для 2D решетки

$$K = \gamma l^{-1} \int_0^{\sigma_c} \left[\int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma \right]^{2v-1} f_0(\sigma_1) \frac{d\sigma_1}{\left[\int_{\sigma_1}^{\infty} f_0(\sigma) \frac{d\sigma}{\sigma} \right] \left[\int_{\sigma_1}^{\infty} f_0(\sigma) d\sigma \right]}, \quad (5)$$

для 3D решетки

$$K = 2\gamma M^{-2} \int_0^{\sigma_c} \int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma \int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma_1) \frac{d\sigma_1}{\int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) \frac{d\sigma}{\sigma} \int_{\sigma_1}^{\sigma_c} f_0(\sigma) d\sigma} \quad (6)$$

Численный коэффициент γ (порядка единицы), зависящий от типа решетки, призван скорректировать тот факт, что перетоки между проводящими параллельными цепочками не были учтены. При получении выражения (6) учтено численное значение показателя извилистости, связанного с фрактальным поведением элементов скелета БК, $\zeta = 1$.

Проиллюстрируем возможности развитого математического аппарата на примере исследования ряда явлений, возникающих при течении пластовых флюидов в коллекторах.

Эффективная вязкость минерализованной воды при течении в пористой среде

Чем больше отношение площади поверхности соприкосновения флюида с твердым телом к объему движущегося флюида, тем сильнее течение отличается от объемного или так называемого «течения капельной жидкости».

В ряде экспериментов по исследованию течения флюидов в пористых средах [3, 4, 5] отмечалось превышение эффективной, то есть наблюдаемой в эксперименте, вязкости по сравнению с ее классическим значением для капельной жидкости. Причем особенности течения в микроканалах зависят от природы жидкости и геометрических параметров канала.

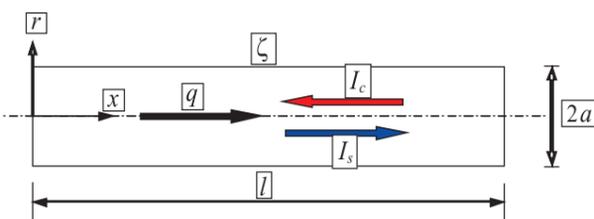
В работе [6] построена модель, позволяющая рассчитывать эффективную вязкость при фильтрационном течении электролитов и проведена её верификация путём сопоставления с экспериментальными данными.

Пусть жидкость, текущая по решетке под влиянием приложенного градиента давления, представляет собой раствор симметричного электролита, обладающий диэлектрической проницаемостью ε и вязкостью μ . При этом на стенках капилляров существует дзета-потенциал ζ .

Для вывода зависимости макропараметров течения от микрохарактеристик среды получим вначале соотношение между внешним перепадом давлений в среде и расходом жидкости по каждому проводящему пути в такой системе.

В качестве первого шага рассмотрим течение по отдельному каналу радиуса a (рис. 3).

РИС. 3. Схема электрокинетического течения в капилляре



Массовая сила, действующая в такой системе, будет определяться взаимодействием потенциала протекания ϕ с зарядом ионного облака объемной плотностью ρ_e . Таким образом, установившееся течение в капилляре будет описываться уравнением Навье–Стокса следующего вида

$$\mu \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{du}{dr} \right) - \nabla p - \rho_e \nabla \phi = 0. \quad (7)$$

где u – скорость течения, μ – динамическая вязкость капельной жидкости, ∇p – градиент давления, $\nabla \phi$ – градиент потенциала протекания вдоль оси канала. Объемная плотность заряда ρ_e определяется при этом уравнением Пуассона

$$\rho_e = -\varepsilon \varepsilon_0 \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{d\psi}{dr} \right), \quad (8)$$

где ε_0 – диэлектрическая проницаемость вакуума, а ψ – потенциал ДЭС.

Подставим (8) в (7), проинтегрировав со следующими граничными условиями: $u(a) = 0$ (условие прилипания), $\psi(a) = \zeta$ (условие равенства дзета-потенциала на стенке канала величине ζ), $u'(0) = \psi'(0) = 0$ (условия симметричности решения относительно оси канала). В результате получим выражение для скорости течения в канале с учетом влияния потенциала ДЭС

$$u = \frac{1}{4\mu} (r^2 - a^2) \nabla p - \frac{\varepsilon \varepsilon_0}{\mu} \left(\frac{\psi}{\zeta} - 1 \right) \nabla \phi. \quad (9)$$

Учитывая закон распределения Больцмана $n_{\pm} = n_0 \exp(\mp ze\psi/k_B T)$ для локальной концентрации ионов, где n_0 – суммарная объемная концентрация ионов после интегрирования уравнения (9) по области поперечного сечения канала, получим выражения для объемного расхода q и тока I

$$\begin{aligned} q &= L_{11} \Delta p + L_{12} \Delta \phi \\ I &= L_{12} \Delta p + L_{22} \Delta \phi. \end{aligned} \quad (10)$$

Здесь $\Delta p = \nabla p l$, $\Delta \phi = \nabla \phi l$. Значения коэффициентов L_{11} , L_{12} , L_{21} , L_{22} зависят от свойств жидкости и размеров канала

$$\begin{aligned} L_{11} &= -\frac{\pi a^4}{8\mu l}, & G_1 &= 1 - \frac{2I_0(ka)}{kaI_0(ka)}, \\ L_{12} = L_{21} &= \frac{\pi \varepsilon \varepsilon_0 a^3 \zeta}{\mu l} G_1, & G_2 &= (ka)^2 \left[\frac{I_1^2(ka)}{I_0^2(ka)} + \frac{2I_1(ka)}{kaI_0(ka)} - 1 \right], \\ L_{22} &= -\frac{\pi \varepsilon^2 \varepsilon_0^2 \zeta^2}{\mu l} G_2 - \frac{\pi a^2 \sigma}{l} G_3, & G_3 &= 2 \int_0^a \frac{r}{a^2} \operatorname{ch} \left(\frac{ze\zeta}{k_B T} \frac{I_0(kr)}{I_0(ka)} \right) dr, \end{aligned} \quad (11)$$

где l/k – толщина ДЭС, выраженная через параметр Дебая-Хюккеля $k = (2z^2 e^2 n_0 / \varepsilon \varepsilon_0 k_B T)^{1/2}$.

Здесь I_0 – модифицированная функция Бесселя первого рода нулевого порядка, ka обычно называют безразмерным электрокинетическим радиусом (отношение радиуса канала к толщине ДЭС).

При установившемся электрокинетическом течении в канале ток проводимости равен току протекания, следовательно, общий ток I в (10) равен нулю. Учитывая также, что в соответствии с принципом Онзагера $L_{12} = L_{21}$, найдем перепад давлений на концах канала

55 лет

AW189 – двухдвигательный многоцелевой вертолет средней грузоподъемности



EC-135

Обслуживание морских судов и буровых платформ, медицинская эвакуация, мониторинг трубопроводов

МИ-8

КА-32

ПАНХ
Научно-производственная компания

350000, г. Краснодар,
ул. Кирова, д. 138
Тел.: (861) 255-69-75;
E-mail: panh@panh.ru

www.panh.ru

$$\Delta p_i = q / (L_{11} - L_{12}^2 / L_{22}). \quad (12)$$

Просуммировав расходы и перепады давления по всем проводящим путям с использованием (10) – (12), получаем закон фильтрации

$$w = \nabla P l \int_0^{r_{\max}} \frac{f(r)}{(L_{11} - L_{12}^2 / L_{22})} dr \left[F(r) dr \right]^{-1} \quad (13)$$

Если сравнить (13) с законом Дарси $|\vec{w}| = (K/\mu) |\nabla P|$, то видно, что

$$\frac{K}{\mu} = l \int_0^{r_{\max}} \frac{f(r)}{(L_{11} - L_{12}^2 / L_{22})} dr \left[F(r) dr \right]^{-1}$$

откуда

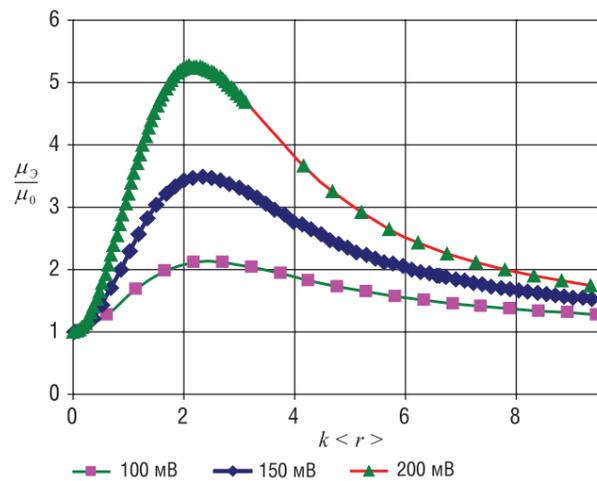
$$\mu_s = K \left[l \int_0^{r_{\max}} \frac{f(r)}{(L_{11} - L_{12}^2 / L_{22})} dr \left[F(r) dr \right]^{-1} \right] \quad (14)$$

Принимая во внимание полученное выше выражение для проницаемости пористой среды (6), из (14) получаем соотношение

$$\mu_s = \frac{2\gamma W_c^{-2} (1 - W_c^b)^{-2\nu} \int_0^{r_1} f(r) dr \int_{r_1}^{r_2} \frac{f(r_1)}{I(r_1)} dr_1}{\left[l \int_0^{r_{\max}} \frac{f(r)}{(L_{11} - L_{12}^2 / L_{22})} dr \left[F(r) dr \right]^{-1} \right]}$$

определяющее эффективную вязкость электролита в процессе его течения в пористой среде.

РИС. 4. Зависимость μ_s/μ_0 ($\zeta = 0$) от среднего электрокинетического радиуса, при фиксированном r_{\min} ($\zeta = 100$ мВ, $n_0 = 6.022 \cdot 10^{21}$; $\zeta = 200$ мВ, $n_0 = 6.022 \cdot 10^{21}$; $T = 293$ К)



На рис. 4 отражены результаты расчёта величины μ_s/μ_0 в случае, когда максимальный радиус порометрической кривой был постоянным, а минимальный радиус варьировался. Видно, что влияние ДЭС на течение жидкости возрастает при увеличении доли капилляров с меньшим радиусом.

Установлено, что при наличии достаточного числа каналов с радиусом, сравнимым с толщиной ДЭС,

скорость фильтрации электролита значительно (в разы) меньше предсказываемой теорией из расчётов, не учитывающих влияние ДЭС, что интерпретируется как возрастание вязкости (эффект электровязкости). Результаты расчетов согласуются с данными проведенного авторами эксперимента.

Соответственно, при проектировании разработки необходимо учитывать, что величина вязкости капельной жидкости может существенно отличаться от её эффективной вязкости при течении в пористой среде.

Перколяционный анализ гистерезиса относительных фазовых проницаемостей с учетом наноразмерных явлений на поверхности порового пространства

В процессе разработки месторождения такими методами, как циклическое заводнение и смена направления фильтрационных потоков, вытеснение нефти водой сменяется вытеснением воды нефтью и наоборот. Такое изменение в характере движения влияет на зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от водонасыщенности. Это явление называется гистерезисом ОФП при дренаже и пропитке. Пренебрежение этим явлением при гидродинамическом моделировании нефтяных месторождений приводит к существенным ошибкам.

Наличие гистерезиса ОФП отмечалось в ряде экспериментальных работ [7–9].

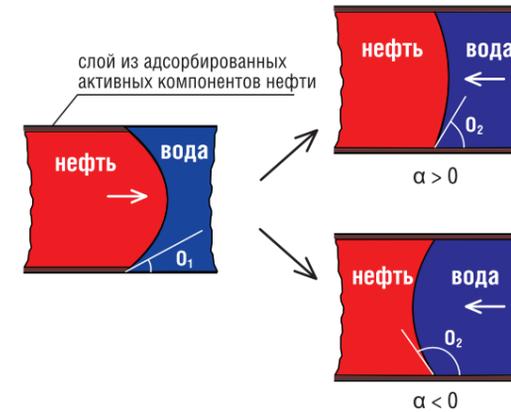
Математическая модель данного явления построена и исследована в работах [10–11].

В качестве основных механизмов возникновения гистерезиса были учтены следующие явления. В процессе дренажа активные компоненты нефти адсорбируются на поверхности породообразующих минералов [7], что приводит к формированию нефтяной нанопленки, не меняющей вид $f(r)$, т.к. толщина пленки на несколько порядков меньше радиуса самых мелких капилляров. Это приводит к гидрофобизации поверхности капилляров, что рассматривается в качестве первого механизма возникновения гистерезиса. Перемешивание флюидов в процессе дренажа может приводить к изменению реологических свойств обеих жидкостей. Таким образом, второй механизм заключается в изменении реологических свойств нефти и воды.

В результате прохождения нефти через изначально гидрофильную пористую среду поверхностные свойства некоторой части капилляров меняются. Для описания движения флюидов в такой среде используется перколяционная модель среды с микрогетерогенной смачиваемостью [1], в которой вводятся параметры κ и α : κ – доля капилляров с неизменными свойствами поверхности (тип 1), $(1-\kappa)$ – доля капилляров с измененными свойствами поверхности (тип 2), $\alpha = \cos\theta_2 / \cos\theta_1$, где θ_1 и θ_2 – углы смачивания в капиллярах 1-го и 2-го типа соответственно. При этом поверхностные свойства могут поменяться двумя принципиально разными способами (рис. 5): либо уменьшится «степень гидрофильности» поверхности капилляров ($0 < \alpha < 1$), либо же их поверхность и вовсе станет гидрофобной ($\alpha < 0$).

Таким образом, техника расчета [1] позволяет определить зависимости ОФП от водонасыщенности

РИС. 5. Профиль капилляра в области контакта нефти и воды для дренажа (слева) и пропитки (справа) с указанием направления вытеснения



для пористой среды с микрогетерогенной смачиваемостью.

Перколяционная модель гистерезиса ОФП при изменении пластических свойств фильтрующихся жидкостей представлена в [11] и опирается на модель [1]. В модели предполагается, что вода является ньютоновской жидкостью при дренаже и псевдопластической при пропитке. Если нефть обладает псевдопластическими свойствами во время дренажа, то во время пропитки она становится ньютоновской; если же нефть является

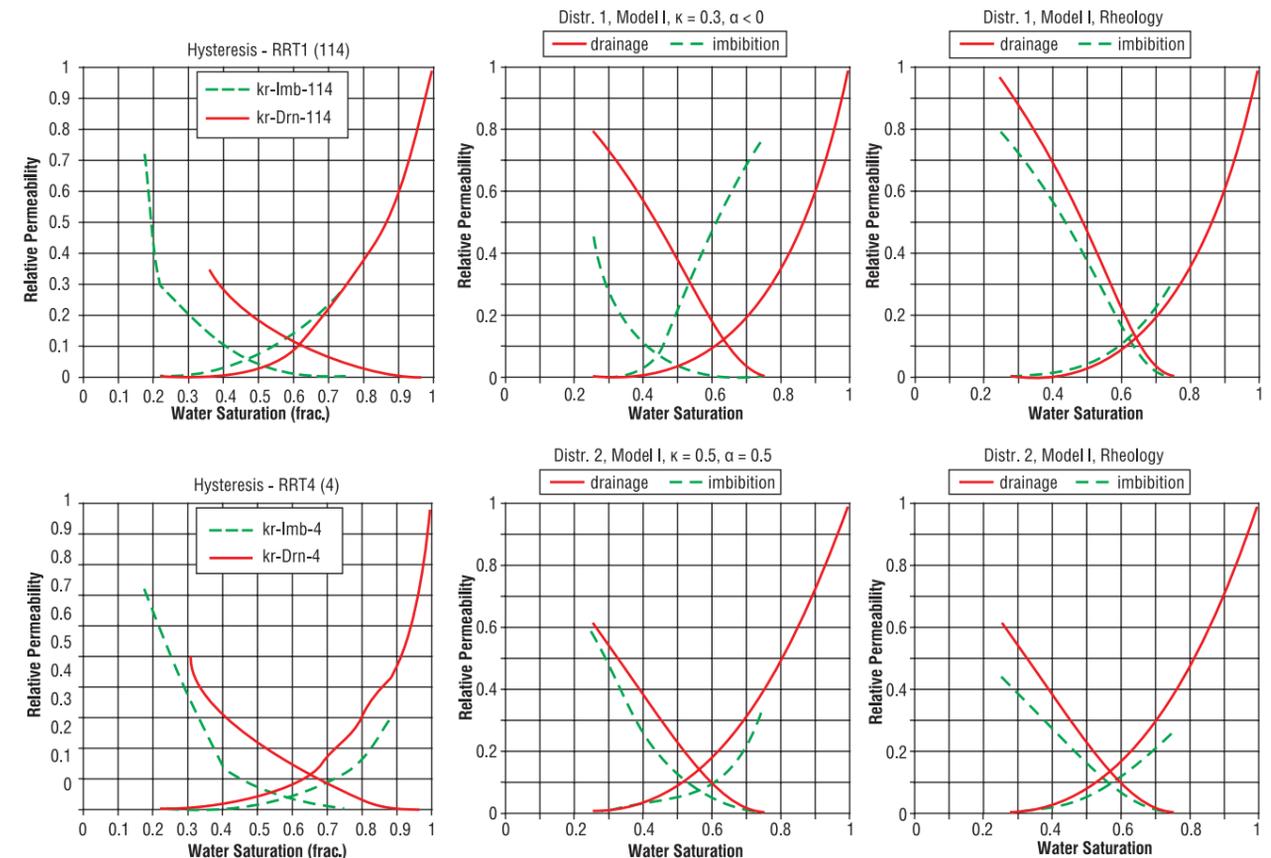
ньютоновской жидкостью при дренаже, то при пропитке она становится псевдопластической или вязкопластической. Выражения для ОФП строятся аналогичным образом, при этом закон течения в отдельном капилляре определяется реологическими свойствами флюида.

На рис. 6 представлено сравнение кривых ОФП, рассчитанных по двум представленным выше перколяционным моделям, с экспериментальными данными по двум образцам.

Таким образом, представленная модель носит достаточно универсальный характер и позволяет учитывать различные механизмы изменения поверхностных свойств порового пространства. Наилучшее согласие с представленным экспериментом достигается при выборе в качестве основного механизма гидрофобизации части поверхности порового пространства при вытеснении воды нефтью. Значения параметров κ и α для конкретного процесса определяются путем сравнения расчетных кривых ОФП с экспериментальными данными.

В дальнейшем представленную методику можно использовать для расчета ОФП в любой пористой среде, имея данные лишь о минералогическом составе и дифференциальную кривую распределения пор по радиусам $f(r)$. Экспериментальные исследования на керне с целью определения кривых ОФП требуют значительных временных затрат, в отличие от экспериментальных измерений $f(r)$. Произведя классификацию поведения гистерезиса

РИС. 6. Сравнение экспериментальных (слева) и расчетных кривых ОФП, построенных по гидрофобизационной модели (в центре) и по «пластической» модели (справа) для образца 114 (доломит) – верхние 3 зависимости, и для образца 4 (кальцит) – нижние 3 зависимости



ОФП на образцах различного минералогического состава и определив для различных образцов значения параметров κ и α , можно, таким образом, экспериментально измеряя $f(r)$, производить расчеты ОФП с учетом гистерезиса по указанной выше методике.

Учет влияния ионообменных процессов при совместном течении нефти и растворов электролитов в глинодержателе коллекторах

Известно, что при нарушении химического равновесия в системе «раствор–порода» глинистые минералы изменяются в объеме под действием осмотических и ионообменных процессов, что существенно влияет на коллекторские свойства глинодержателе пород. Кроме того, смена гидрохимического режима пласта может приводить к смене типа глинистого минерала, влекущего за собой разрушение молекулярной структуры глин и их дезагрегацию [12]. Помимо концентрации солей в воде, гидратация глинистых минералов также зависит от комбинации солей в растворе.

В последнее время растет интерес к третичному методу разработки нефтяных месторождений, называемому LSW (Low Salinity Waterflooding) [13]. Данный метод предполагает получение дополнительной нефти посредством закачки в пласт опресненной воды, либо воды иного химического состава, чем пластовая. Хотя причины роста нефтеотдачи при этих условиях на сегодняшний день пока до конца не исследованы, большинство исследователей связывают увеличение нефтеотдачи с высокой ионообменной способностью глинистых минералов породы.

В ряде экспериментов на различных керновых материалах [13–14] были определены условия, при которых зафиксирован рост коэффициента вытеснения при применении LSW. Среди них:

- Значительная доля глинистых минералов в породе;
- Пластовая вода содержит двухвалентные катионы Ca^{2+} или Mg^{2+} ;
- Закачиваемая вода имеет пониженную концентрацию солей по сравнению с пластовой водой.

Расчет влияния закачки в коллектор воды с ионным составом и минерализацией, отличной от состава и минерализации пластовой воды, на эффективность заводнения представлен в работе [15].

При этом был проведен анализ изменения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) глинодержателе коллектора в процессе смены гидрохимического режима разработки пласта. Результаты отражены на рис. 7, 8.

Оказалось, что пористость может изменяться в пределах 15–20% в зависимости от концентрации солей и ионного состава раствора и обменного комплекса глин.

На рис. 8 показано влияние ионообменных процессов на ОФП при концентрации солей в электролите $C_{Me2} = 0.5$ моль/л.

Расчеты показывают, что вследствие усадки глин при взаимодействии Na-бентонита с раствором хлорида

РИС. 7. Зависимость пористости глинодержателе пород с различным составом обменных катионов от состава и концентрации солей в закачиваемой жидкости

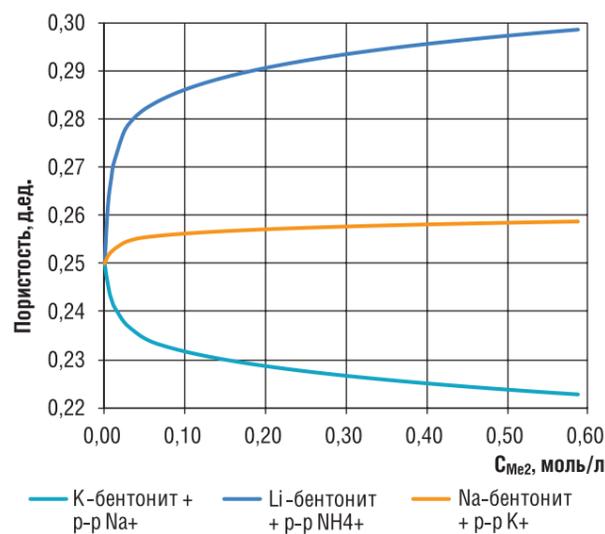
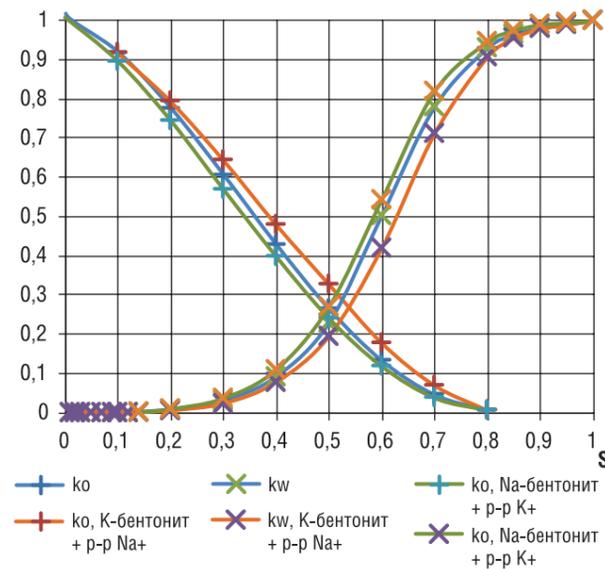


РИС. 8. Кривые относительных фазовых проницаемостей по воде и по нефти в глинодержателе породах с различным составом обменных катионов в зависимости от состава солей в закачиваемой жидкости



калия происходит рост фазовой проницаемости по воде и снижение по нефти. Вследствие набухания при взаимодействии K-бентонита с раствором хлорида натрия происходит снижение фазовой проницаемости по воде и рост по нефти. Результаты теоретических расчетов подтверждаются экспериментальными исследованиями поведения ОФП в глинодержателе пластах при фильтрации различных растворов электролитов.

В случае разбухания глин коллектор переходит в разряд тонкопоровых, поэтому необходим учет капиллярных сил. В связи с этим фильтрация флюидов рассматривалась в рамках модели Раппопорта–Лиса, а полная система дифференциальных уравнений в частных

производных для определения концентрации солей в электролите C и водонасыщенности S имеет вид

$$\frac{\partial}{\partial t} (m(C)S \pm S_r) + \frac{q}{r} \frac{\partial F(S, C)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r M_2(S, C) \left(\frac{\partial P_k(S, C)}{\partial r} \right) F(S, C) \right] = 0,$$

$$M_i(S, C) = \frac{K(C) \cdot k_i(S, C)}{\mu_i}, \quad i = 1, 2,$$

$$K(C) = 2\gamma'v'l^{-2} \int_0^{\rho_c} \int_{\rho}^{\rho_c} f(\rho(C)) d\rho \frac{f(\rho(C)) d\rho}{I(\rho(C))},$$

$$\frac{q}{r} = w_1 + w_2,$$

$$w_i = -M_i(S, C) \frac{\partial P_i}{\partial r} = -M_i(S, C) \frac{\Delta P_i}{r \ln \frac{R_k}{r_w}},$$

$$P_2 - P_1 = P_k(S, C) = \chi \sqrt{\frac{m(C)}{K(C)}} J(S),$$

$$\frac{\partial m(C)SC}{\partial t} + \frac{\partial w_1 C}{\partial r} = D^* \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial C}{\partial r} \right) - R'(C),$$

где S_r – доля адсорбированной воды в породе (знак «+» перед S_r при набухании глин, «-» в случае усадки), $F(S, C)$ – функция Бакли-Левретта, q – удельный суммарный расход фаз, $P_k(S, C)$ – функция капиллярного давления, $J(S)$ – функция Левретта, χ – поверхностное натяжение фаз, $M_i(S, C)$ – подвижность фазы ($i = 1$ соответствует водной фазе), w_i – скорость фильтрации фазы, ΔP_i – разность между давлением на контуре и на стенке скважины в i -й фазе, R_k – радиус контура пласта, r_w – радиус скважины, $K(C)$ – абсолютная проницаемость, $f(\rho(C))$ – функция

РИС. 9. График зависимости нефтеотдачи пласта от времени разработки

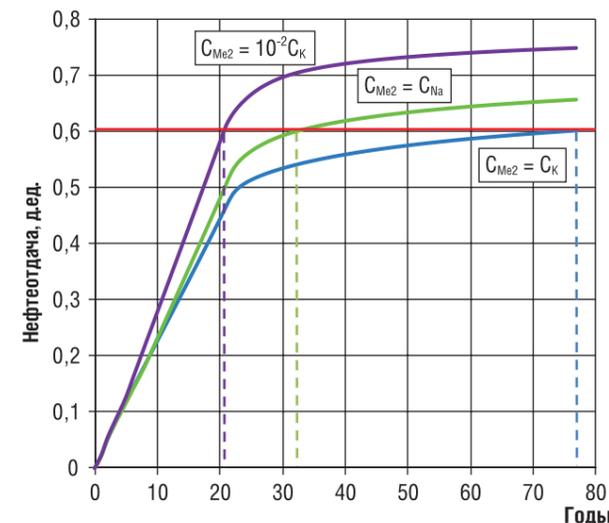
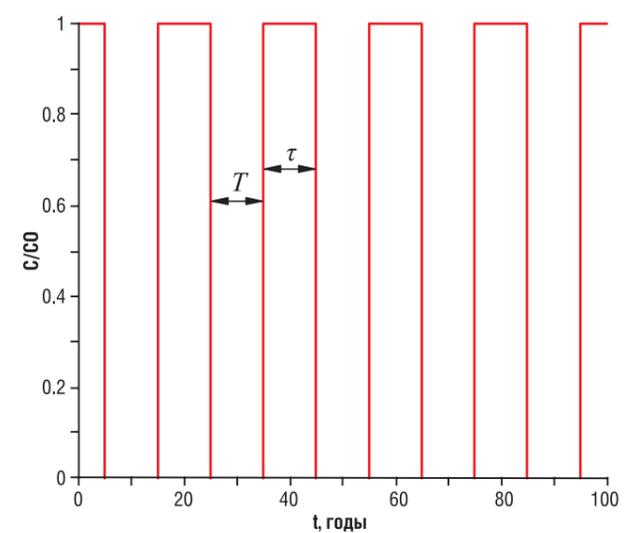


РИС. 10. График зависимости концентрации электролита на контуре пласта от времени разработки



плотности распределения капилляров по радиусам ρ , γ' – коэффициент, отражающий наличие перетоков между проводящими цепочками (порядка единицы), v' – индекс радиуса корреляции, ρ_c – критический радиус капилляров, l – средняя длина капилляров, D^* – коэффициент, включающий в себя диффузию и гидродинамическую дисперсию, $R'(C)$ – скорость гидратации. Действием гравитационных сил пренебрегаем.

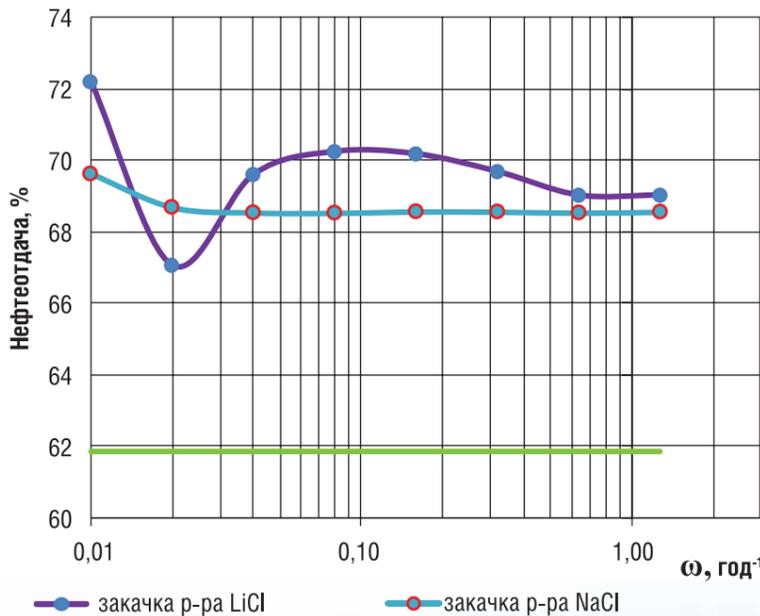
На рис. 9 приведены графики зависимости нефтеотдачи пласта от времени разработки в случае закачки пластовой воды, слабоминерализованной воды и раствора электролита.

Видно, что в сравнении со стандартной закачкой пластовой воды закачка хлорнатриевого раствора дает прирост нефтеотдачи на 6%, а закачка слабоминерализованной воды дает прирост на 15%. Кроме того, смена гидрохимического режима значительно интенсифицирует разработку пласта. Так, нефтеизвлечение 60%, достигнутое закачкой пластовой воды за 77 лет, при закачке хлорнатриевого раствора достигается на 44 года раньше, а при закачке слабоминерализованной воды раньше на 52 года.

Циклическая закачка раствора электролита представляется более экономически выгодной по сравнению с постоянной. В связи с этим были рассмотрены различные варианты периодических закачек (рис. 10) растворов электролитов. Результаты представлены на рис. 11.

Видно, что при частоте $0,01 \text{ год}^{-1}$ концентрация электролита в пласте незначительна и, следовательно, фазовая проницаемость по нефти низкая, по воде – высокая. Кроме того, цикл закачки пластовой воды пришелся на период после прорыва воды к скважине, что усилило темп обводнения. Увеличение частоты приводит к тому, что после прорыва воды и на конец разработки пришелся цикл закачки электролита, что способствовало довытеснению нефти. При высоких частотах закачки ($\omega \geq 1 \text{ год}^{-1}$) амплитуда колебания концентрации электролита в пласте падает, диапазон изменения

РИС. 11. Графики зависимости нефтеотдачи пласта от частоты закачки электролитов, $\omega = \tau^{-1}$.



ФЕС снижается и, как следствие, снижается эффективность нефтевытеснения.

Проведенный анализ ионообменных процессов при течении минерализованных жидкостей в глиносодержащей пористой среде показал, что изменение объема глинистой компоненты приводит к изменению пористости на 15–20%. В результате объем пор, содержащих воду, уменьшается, и последняя «выдавливается» в нефтесодержащую часть порового пространства. Это приводит к дополнительному вытеснению нефти по сравнению со стандартным процессом заводнения пластовой водой.

Построенная модель позволяет подбирать ионный состав закачиваемой воды с целью улучшения технологических показателей разработки глиносодержащих нефтенасыщенных пластов.

Закачка в глиносодержащий пласт растворов солей высокоактивных металлов лития и натрия увеличивает нефтеотдачу на 10 и 8% соответственно (рис. 11). Применение циклической закачки позволяет вдвое снизить объем реагентов – солей лития и натрия – при потерях в нефтеотдаче по сравнению с постоянной закачкой на 2 и 1% соответственно. ●

Литература

1. V.I. Selyakov, V.V. Kadet. Percolation Models for Transport in Porous Media. With Applications to Reservoir Engineering. Kluwer Academic Publishers. Dordrecht/ Boston/ London, 1996.
2. V.V. Kadet, A.A. Maximenko. Determination of relative permeabilities using the network models of porous media. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 28 Issued 3, pp. 145-152, November 2000.
3. Tuckermann, D. B., and Pease, R. F. W. High-performance Heat Sinking for VLSI // IEEE Electron. Device Lett., 1981. № 2(5). P. 126.
4. Pfahler J.N., Liquid Transport in Micron and Submicron Size Channels, Ph.D. thesis, Department of Mechanical Engineering and Applied Mechanics, Univ. of Pennsylvania, 1992.
5. Peng, X. F., Peterson, G. P., and Wang, B. X. Frictional flow characteristics of water flowing through rectangular microchannels // Exp. Heat Transfer 7, 1994. P. 249.
6. V.V. Kadet, A.S. Koryuzlov. Effective Viscosity of Mineralized Water Flowing in a Porous Medium: Theory and Experiment. Theoretical Foundations of Chemical Engineering, 2008, Vol. 42, № 6, pp. 899–904.
7. Variations in bounding and scanning relative permeability curves with different carbonate rock types / Dermaika M.R., Basoni M.A., Dawoud A., Kalam M.Z., Skjæveland S.M. // Paper SPE 162265 presented at the 2012 Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, Nov. 11–14.
8. Wei J. Z., Lile O. B. Influence of wettability and saturation sequence on relative permeability hysteresis in unconsolidated porous media // [Electron. resource]. <http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025282&societyCode=SPE>.
9. Braun E. M., Holland R. F. Relative permeability hysteresis: laboratory measurements and a conceptual model // SPE Reservoir Engineering., 1995, V. 10, № 3, pp. 222–228.
10. V.V. Kadet, A.M. Galechyan. Percolation Modeling of Relative Permeability Hysteresis. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 119, pp. 139–148, July 2014.
11. Кадет В.В., Галечан А.М. Учет реологии флюидов в гидрофобизационной модели гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. ПМТФ, 2017, Т. 58, № 6. С. 58–68.
12. Tang G. Q., Morrow N. R. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1999. V. 24. P. 99–111.
13. Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M., Sorbie K.S. Low salinity recovery – an experimental investigation // Petrophysics. 2008. V. 49. P. 28–35.
14. Aboulghasem Kazemi Nia Korran, Gary R. Coupled Geochemical-Based Modeling of LSW // SPE 169115-MS.
15. V.V. Kadet, P.S. Chagirov. Investigation of Cyclic Electrolytic Solutions Injection in Clay-Containing Oil Reservoirs. Journal of Petroleum and Environmental Biotechnology, 2015, V. 6, № 5.

KEYWORDS: modeling of hydrodynamic processes, porous media, oil and gas fields, percolation method, underground hydro mechanics.



Нефтегазовое оборудование класса «Премиум»

Высокие технологии. Качество. Надёжность.



ОРСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

462431, Оренбургская обл., г.Орск, ул.Крупской, д.1.
Тел.: +7 (3537) 34-81-86, 34-80-67, 34-80-19.
E-mail: office@ormash.ru www.ormash.tmk-group.ru

РЕКЛАМА

ПРИМЕНЕНИЕ СИММЕТРИЧНОЙ БИКЛОТОИДЫ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПРОФИЛЯ

РАБОТА СОДЕРЖИТ АНАЛИЗ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПРОФИЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КЛОТОИДЫ

THE PAPER CONTAINS ANALYSIS OF PRINCIPALLY NOVEL SOLUTIONS FOR SPECIAL PROFILE DESIGNING USING A CLOTHOID

Ключевые слова: скважина с большим отходом от вертикали, энергосберегающий профиль, клотоида, биклотоида, малые глубины залегания продуктивных пластов, максимальная осевая нагрузка.

Цукренко Максим Сергеевич,
начальник управления морского бурового оборудования
Ассоциации буровых подрядчиков

Оганов Александр Сергеевич,
д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Совершенствование процесса проектирования пространственного профиля является весьма актуальной задачей строительства нефтяных и газовых скважин. Ранее проведенные исследования позволили выявить преимущества [1, 2, 3] профиля с использованием клотоиды на криволинейном участке направленной скважины, определили пути дальнейшего изучения возможностей клотоиды применительно к пространственному профилю горизонтальной и многозабойной скважины.

Профиль многозабойной скважины почти всегда требует проведения расчетов по разведению стволов и ответвлений по азимуту.

Для профиля многозабойной скважины необходимо тщательно анализировать расположение стволов и ответвлений в пространстве.

Для реализации профиля многозабойных скважин был разработан алгоритм расчета пространственных профилей PROFILE CORNU SPIRAL 3D (PCS-3D) в системе компьютерной алгебры «Wolfram Mathematica».

Далее по тексту будут использованы операторы расчетов, формы записи формул, вывода графиков и команд для расчета принятые для работы в системе компьютерной алгебры «Wolfram Mathematica», данные виды записи могут отличаться от общепринятых, и могут быть применены только к этой системе компьютерной алгебры.

Для выполнения расчетов по построению пространственных профилей необходимо знание следующих исходных данных:

Глубина по вертикали: H_v ;
Длина вертикального участка-глубина начала набора параметров: h_1 ;
Интенсивность набора зенитного угла, град/м: BUR1;
Азимут в начале участка: ϕ ;
Зенитный угол в начале участка: α ;
Радиус искривления первого участка набора параметров по зенитному углу, м:

$$R1 = 57.3/BUR1; \quad (1)$$

Параметры симметричной биклотоиды для набора зенитного угла:

$$A = B = \text{Round}[\text{Param}/\text{Solve}[\frac{\text{Param}^2}{2R1^2} * 57.3 = \alpha/2, \text{Param}]] [[2]] \quad (2)$$

Условие существования биклотоиды при наборе зенитного угла:

$$\alpha - (\frac{A^2 + B^2}{2R1^2}) \geq 0 \quad (3)$$

Расчет параметров вертикального участка:

Длина вертикального участка рассчитывается в зависимости от параметра клотоиды:

$$\text{TVD0}[i_]: = i * h_1/A \quad (4)$$

Изображение интервала в 3D:

$$\text{Plot} = \text{ParametricPlot3D}[\{0,0,-\text{TVD0}[i],\{i,0,A\},\text{PlotStyle} \rightarrow \{\text{Green}, \text{Thick}\}, \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"3-B, м"}, \text{"C-Ю, м"}, \text{"Глубина по вертикали, м"}\}; \quad (5)$$

Проекция на вертикальную плоскость:

$$\text{gr0} = \text{ListPlot}[\text{Table}[\{0,-\text{TVD0}[i],\{i,0,A\}], \text{Joined} \rightarrow \text{True}, \text{PlotStyle} \rightarrow \{\text{Green}, \text{Thick}\}, \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"Отход от вертикали, м"}, \text{"Глубина по вертикали, м"}\}; \quad (6)$$

Расчет параметров участка набора зенитного угла:

Координаты 1-ой ветви биклотоиды представляются в виде таблицы:

УДК 622.276

$$\text{MDA}[i_]: = \frac{i^2}{R1} \quad (7)$$

$$\text{Table}[\text{MDA}[i], \{i, 0, A\}];$$

Координаты 2-ой ветви биклотоиды представляются в виде таблицы:

$$\text{MDA}[v_]: = \text{MDA}[A] + \frac{v^2}{R1} \quad (8)$$

$$\text{Table}[\text{MDB}[v], \{v, 0, B\}];$$

Длина участка набора зенитного угла, м:

$$\frac{\text{MDB}[B]}{599.595} \quad (9)$$

Радиус искривления участка набора параметров по азимуту, м:

$$R2 = \frac{180\text{MDB}[B]}{2\pi\phi} \quad (10)$$

$$286.142$$

Интенсивность набора азимута, град/м:

$$\text{TUR1} = \frac{57.3}{R2} \quad (11)$$

$$0.20025$$

Параметры 1-й и 2-й ветвей биклотоиды для набора азимута:

$$K = M = \sqrt{\frac{\text{MDB}[B]}{2}} R2 \quad (12)$$

Условие существования биклотоиды при наборе зенитного угла:

$$\phi - (\frac{M^2 + K^2}{2R2^2}) \geq 0 \quad (13)$$

Изменение зенитного угла по длине первой ветви биклотоиды представляется в виде таблицы:

$$\alpha1[i_]: = \frac{180\text{MDA}[i]}{2\pi R1} \quad (14)$$

$$\text{Table}[\alpha1[i], \{i, 0, A\}];$$

Изменение азимута по длине первой ветви биклотоиды представляется в виде таблицы:

$$\phi1[i_]: = \frac{180\text{MDA}[i]}{2\pi R2} //N \quad (15)$$

$$\text{Table}[\phi1[i], \{i, 0, A\}];$$

Изменение зенитного угла по длине второй ветви биклотоиды представляется в виде таблицы:

$$\alpha2[v_]: = \frac{180\text{MDB}[v]}{2\pi R1} \quad (16)$$

$$\text{Table}[\alpha2[v], \{v, 0, B\}];$$

Изменение азимута по длине второй ветви биклотоиды представляется в виде таблицы:

$$\phi2[v_]: = \frac{180\text{MDB}[v]}{2\pi R2} \quad (17)$$

$$\text{Table}[\phi2[v], \{v, 0, B\}];$$

Расчет координат первой ветви биклотоиды:

Вспомогательный параметр расчета представляется в виде таблицы:

$$\beta A[i_]: = \text{ArcCos}[\text{Cos}[(\phi1[i+1] - \phi1[i])\text{Degree}] - \text{Sin}[\alpha1[i+1]\text{Degree}] * \text{Sin}[\alpha1[i]\text{Degree}] * (1 - \text{Cos}[(\phi1[i+1] - \phi1[i])\text{Degree}])] \quad (18)$$

$$\text{Table}[\beta A[i], \{i, 0, A\}];$$

Вспомогательный параметр расчета представляется в виде таблицы:

$$\text{FCA}[i_]: = \frac{2\text{Tan}[\beta A[i]/2]}{\beta A[i]} //N \quad (19)$$

$$\text{Table}[\text{FCA}[i], \{i, 0, A\}];$$

$$\text{TVDA}[-1] = \text{TVD0}[A];$$

Проекция участка набора параметров на вертикаль представляется в виде таблицы, м:

$$\text{Do}[\text{TVDA}[i] = \text{TVDA}[i-1] + \frac{(\text{MDA}[i+1] - \text{MDA}[i])}{2} * (\text{Cos}[\alpha1[i]\text{Degree}] + (\text{Cos}[\alpha1[i+1]\text{Degree}])\text{FCA}[i], \{i, 0, A\}] \quad (20)$$

Table[TVDA[i], {i, -1, A}];

Так как параметры

$$\text{NorthA}[-1] = 0; \quad (21)$$

$$\text{EastA}[-1] = 0;$$

проекция интервала набора параметров на направление Север-Восток не рассчитывается.

Значение угла для расчета горизонтального смещения представляется в виде таблицы:

$$\text{ClosDirA}[i_]: = \text{ArcTan}[\frac{\text{EastA}[i]}{\text{NorthA}[i]}] 180/\pi \quad (22)$$

$$\text{Table}[\text{ClosDirA}[i], \{i, 0, A\}];$$

Горизонтальное смещение представляется в виде таблицы, м:

$$\text{ClosDstA}[i_]: = \sqrt{\text{EastA}[i]^2 + \text{NorthA}[i]^2} \quad (23)$$

$$\text{Table}[\text{ClosDstA}[i], \{i, 0, A\}];$$

Отход от вертикали в направлении цели:

$$\text{VSA}[i_]: = \text{Cos}[(\phi - \text{ClosDirA}[i]\text{Degree})\text{ClosDstA}[i]] \quad (24)$$

$$\text{Table}[\text{VSA}[i], \{i, 0, A\}];$$

Изменение пространственной интенсивности набора угловых параметров представляется в виде таблицы, град/10 м:

$$\text{LSA}[i_]: = \frac{10}{\text{MDA}[i+1] - \text{MDA}[i]} \text{ArcCos}[\text{Sin}[\alpha1[i+1]\text{Degree}] * \text{Sin}[\alpha1[i]\text{Degree}] * (\text{Sin}[\phi1[i+1]\text{Degree}]\text{Sin}[\phi1[i]\text{Degree}] + \text{Cos}[\phi1[i+1]\text{Degree}]\text{Cos}[\phi1[i]\text{Degree}] + \text{Cos}[\alpha1[i+1]\text{Degree}]\text{Cos}[\alpha1[i]\text{Degree}])] \quad (25)$$

$$\text{Table}[\text{LSA}[i], \{i, 0, A\}];$$

Построение графика интервала в 3D:

Проекция на горизонтальную плоскость:

$$\text{gr1} = \text{ListPlot}[\text{Table}[\{\text{EastA}[i], \text{NorthA}[i], \{i, 0, A\}], \text{Joined} \rightarrow \text{True}, \text{PlotStyle} \rightarrow \{\text{Blue}, \text{Thick}\}, \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"3-B, м"}, \text{"C-Ю, м"}\}; \quad (26)$$

Проекция на вертикальную плоскость:

$$\text{gr2} = \text{ListPlot}[\text{Table}[\{\text{VSA}[i], -\text{TVDA}[i], \{i, 0, A\}], \text{Joined} \rightarrow \text{True}, \text{PlotStyle} \rightarrow \{\text{Blue}, \text{Thick}\}, \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"Отход от вертикали, м"}, \text{"Глубина по вертикали, м"}\}; \quad (27)$$

Изображение интервала в 3D:

$$\text{lot} = \text{ListPointPlot3D}[\text{Table}[\{\text{EastA}[i], \text{NorthA}[i], -\text{TVDA}[i], \{i, 0, A\}], \text{PlotStyle} \rightarrow \text{Blue}, \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"3-B, м"}, \text{"C-Ю, м"}, \text{"Глубина по вертикали, м"}\}; \quad (28)$$

Расчет координат второй ветви биклотоиды:

Вспомогательный параметр расчета представляется в виде таблицы:

$$\beta B[v_]: = \text{ArcCos}[\text{Cos}[(\phi 2[v + 1] - \phi 2[v])\text{Degree}] - \text{Sin}[\alpha 2[v + 1]\text{Degree}] * \text{Sin}[\alpha 2[v]\text{Degree}] * (1 - \text{Cos}[(\phi 2[v + 1] - \phi 2[v])\text{Degree}])] \quad (29)$$

$$\text{Table}[\beta B[v], \{v, 0, B\}];$$

Вспомогательный параметр расчета представляется в виде таблицы:

$$CB[v_]: = \frac{2 \text{Tan}[\beta B[v]/2]}{\beta B[v]} // N$$

$$\text{Table}[FCBB[v], \{v, 0, B\}]; \quad (30)$$

Проекция участка набора параметров на вертикальную плоскость представляется в виде таблицы, м:

$$\text{TVDB}[-1] = \text{TVDA}[A];$$

$$\text{Do}[\text{TVDB}[v] = \text{TVDB}[v - 1] + \frac{(\text{MDB}[v + 1] - \text{MDB}[v])}{2} * (\text{Cos}[\alpha 2[v]\text{Degree}] + \text{Cos}[\alpha 2[v + 1]\text{Degree}]) \quad (31)$$

$$\text{FCB}[v], \{v, 0, B\}$$

$$\text{Table}[\text{TVDB}[v], \{v, -1, B\}];$$

РИС. 1. Профиль скважины в 3D

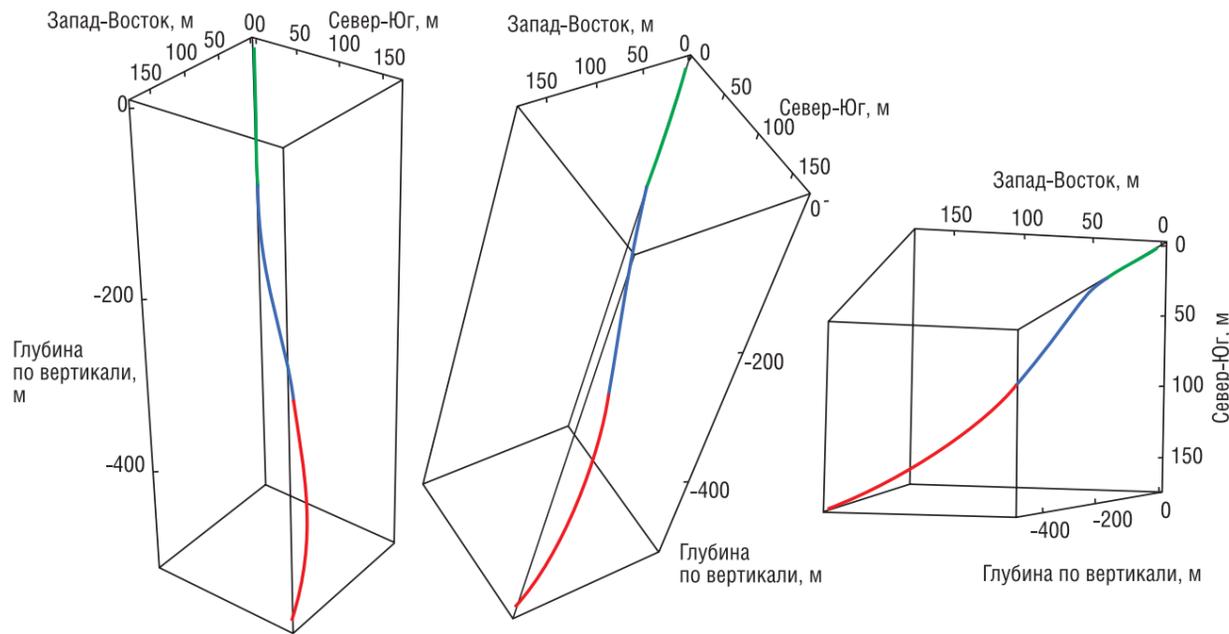
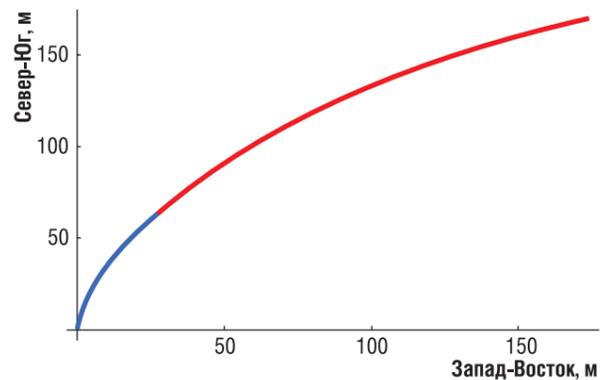


РИС. 2. Проекция профиля на горизонтальную плоскость



Проекция интервала набора параметров на направление Север-Восток представляется в виде таблицы:

$$\text{NorthB}[-1] = \text{NorthA}[A];$$

$$\text{Do}[\text{NorthB}[v] = \text{NorthB}[v - 1] + \frac{(\text{MDB}[v + 1] - \text{MDB}[v])}{2} * ((\text{Sin}[\alpha 2[v + 1]\text{Degree}] * \text{Cos}[\phi 2[v + 1]\text{Degree}]) + (\text{Sin}[\alpha 2[v]\text{Degree}] * \text{Cos}[\phi 2[v]\text{Degree}])) * \text{FCB}[v], \{v, 0, B\} \quad (32)$$

$$\text{Table}[\text{NorthB}[v], \{v, -1, B\}]$$

$$\text{EastB}[-1] = \text{EastA}[A];$$

$$\text{Do}[\text{EastB}[v] = \text{EastB}[v - 1] + \frac{(\text{MDB}[v + 1] - \text{MDB}[v])}{2} * ((\text{Sin}[\alpha 2[v + 1]\text{Degree}] * \text{Sin}[\phi 2[v + 1]\text{Degree}]) + (\text{Sin}[\alpha 2[v]\text{Degree}] * \text{Sin}[\phi 2[v]\text{Degree}])) * \text{FCB}[v], \{v, 0, B\} \quad (32)$$

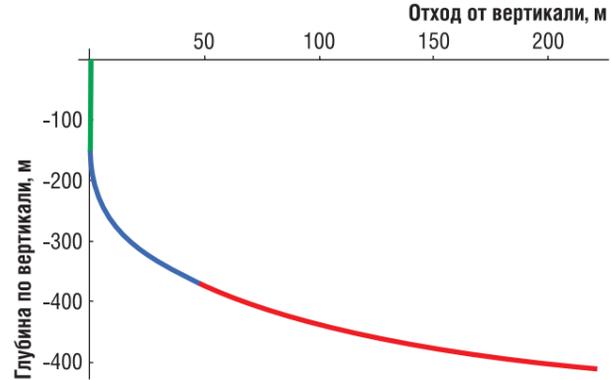
$$\text{Table}[\text{EastB}[v], \{v, -1, B\}]$$

Угол для расчета горизонтального смещения представляется в виде таблицы:

$$\text{ClosDirB}[v_]: = \text{ArcTan}[\frac{\text{EastB}[v]}{\text{NorthB}[v]}] * 180/\pi$$

$$\text{Table}[\text{ClosDirB}[v], \{v, 0, B\}]; \quad (33)$$

РИС. 3. Проекция профиля скважины на вертикальную плоскость



НАМ ПОКОРЯЮТСЯ НЕДРА

КРУПНАЯ РОССИЙСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ

Основные направления деятельности

- Бурение скважин всех категорий
- Строительство буровых блоков
- Тампонажный сервис
- Растворный сервис
- Геонавигационное сопровождение
- Освоение и капитальный ремонт скважин
- Аварийный сервис
- Супервайзинг

www.tatburnefft.ru

423450, РФ, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Мусы Джалиля, д. 51
+7 (8553) 38-90-03, +7 (8553) 38-90-19
e-mail: tnbur@tagras.ru

Горизонтальное смещение представляется в виде таблицы, м:

$$\begin{aligned} \text{ClosDirB}[v_]: &= \sqrt{\text{EastB}[v]^2 + \text{NorthB}[v]^2} \\ \text{Table}[\text{ClosDstB}[v], \{v, 0, B\}] \\ \text{VSB}[v_]: &= \text{Cos}[(\phi - \text{ClosDirB}[v])\text{Degree}]\text{ClosDstB}[v] \\ \text{Table}[\text{VSB}[v], \{v, 0, B\}] \end{aligned} \quad (34)$$

Изменение пространственной интенсивности набора угловых параметров представляется в виде таблицы, град/10 м:

$$\begin{aligned} \text{DLSB}[v_]: &= \frac{10}{\text{MDB}[v+1] - \text{MDB}[v]} \text{ArcCos}[\text{Sin}[\alpha 2[v \\ + 1]\text{Degree}] * \text{Sin}[\alpha 2[v]\text{Degree}] * (\text{Sin}[\phi 2[v+1]\text{Degree}] \\ \text{Sin}[\phi 2[v]\text{Degree}] + \text{Cos}[\phi 2[v+1]\text{Degree}]\text{Cos}[\phi 2[v] \\ \text{Degree}] + \text{Cos}[\alpha 2[v+1]\text{Degree}]\text{Cos}[\alpha 2[v]\text{Degree}]] \\ \text{Table}[\text{DLSB}[v], \{v, 0, B\}]; \end{aligned} \quad (35)$$

Проекция на горизонтальную плоскость:

$$\begin{aligned} \text{gr3} = & \text{ListPlot}[\text{Table}[\{\text{EastB}[v], \text{NorthB}[v]\}, \{v, 0, B\}], \\ & \text{Joined} \rightarrow \text{True}, \text{PlotStyle} \rightarrow \{\text{Red}, \text{Thick}\}, \\ & \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"3-B, м"}, \text{"C-Ю, м"}\}; \end{aligned} \quad (36)$$

Проекция на вертикальную плоскость:

$$\begin{aligned} \text{gr4} = & \text{ListPlot}[\text{Table}[\{\text{VSB}[v], -\text{TVDB}[v]\}, \{v, 0, B\}], \\ & \text{Joined} \rightarrow \text{True}, \text{PlotStyle} \rightarrow \{\text{Red}, \text{Thick}\}, \text{AxesLabel} \\ & \rightarrow \{\text{"Отход от вертикали, м"}, \\ & \text{"Глубина по вертикали, м"}\}; \end{aligned} \quad (37)$$

Изображение интервала в 3D:

$$\begin{aligned} \text{Plot3} = & \text{ListPointPlot3D}[\text{Table}[\{\text{EastB}[i], \text{NorthB}[i], \\ & -\text{TVDB}[i]\}, \{i, 0, B\}], \text{PlotStyle} \\ & \rightarrow \text{Red}, \text{AxesLabel} \rightarrow \{\text{"3-B, м"}, \text{"C-Ю, м"}, \\ & \text{"Глубина по вертикали, м"}\} \end{aligned} \quad (38)$$

Построение профиль скважины в 3D, используя данные полученные выше:

$$\text{Show}[\text{Plot1}, \text{Plot2}, \text{Plot3}, \text{Plot4}, \text{PlotRange} \rightarrow \text{All}] \quad (39)$$

Для проведения анализа все полученные данные можно вывести в сводные таблицы или базы данных.

Для наглядного представления и сравнения участков пространственного профиля с использованием биклотида со стандартным пространственным профилем были занесены табличные данные, полученные выше в программу для построения участков профиля, рисунки 4–6.

РИС. 4. Графическое изображение сравнения профиля с использованием симметричной биклотида и профиля с дугой окружности, где зеленый цвет – с использованием симметричной биклотида, красный цвет – с использованием дуги окружности

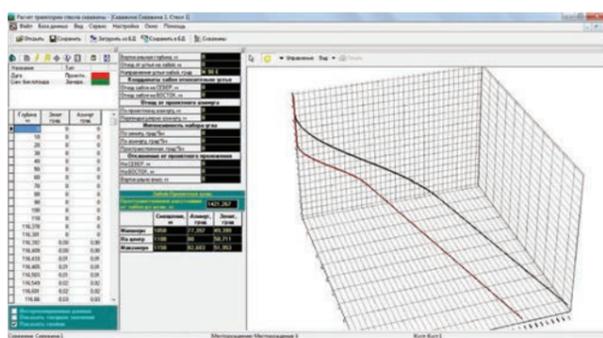


РИС. 5. Сравнение проекции в географических координатах профиля с использованием симметричной биклотида и профиля с дугой окружности, где зеленый цвет – с использованием симметричной биклотида, красный цвет – с использованием дуги окружности

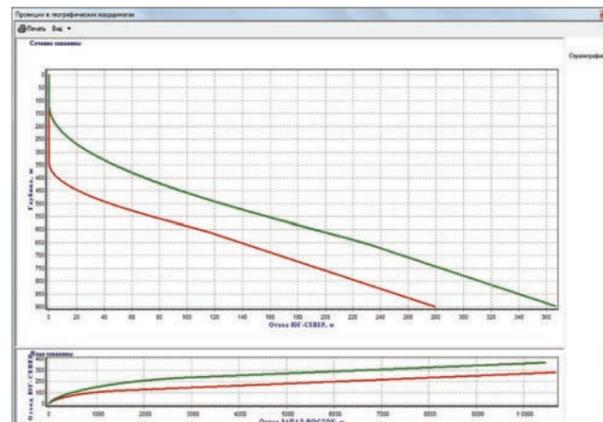
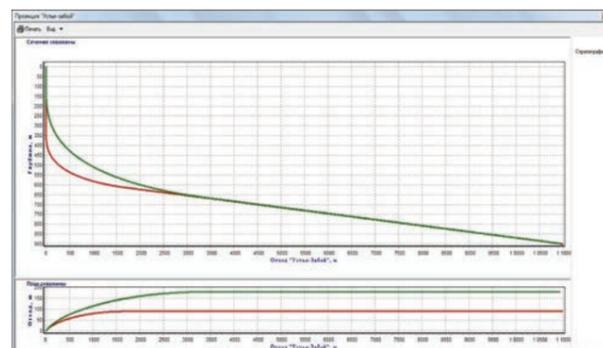


РИС. 6. Сравнение проекции «устье-забой» профиля с использованием симметричной биклотида и профиля с дугой окружности, где зеленый цвет – с использованием симметричной биклотида, красный цвет – с использованием дуги окружности



Анализ массива данных и наглядное сравнение профилей в предложенном программном продукте по использованию симметричной биклотида в пространственных профилях показал, что симметричная биклотида может быть использована для построения участков пространственных профилей скважин, и при этом включение участков с симметричной биклотидой обеспечивает уменьшение длины ствола скважины, при достижении проектных отходов ствола от вертикали. ●

Литература

1. Цукренко М.С., Максимов А.О., *Neftegaz.ru*, № 6, 2015 г. Оценка технологических параметров бурения при строительстве скважин для малых глубин залегающих продуктивных пластов;
2. Цукренко М.С., Максимов А.О., *Neftegaz.ru*, № 7–8, 2015 г. Проектирование энергосберегающих профилей;
3. Цукренко М.С., Максимов А.О., Оганов А.С., Райхерт Р.С., *Neftegaz.ru*, № 6, 2016 г. Проектирование энергосберегающих профилей горизонтальных скважин большой протяженности при малых глубинах залегающих продуктивных пластов.

KEYWORDS: *extended reach well, energy efficient profile, clothoid, biclothoid, shallow producing reservoirs, maximum axial weight on bit.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2019

15-18 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+



КОМАНДА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ТОМСКОГО ФИЛИАЛА ССК СТАЛА ЛУЧШЕЙ В КОНКУРСЕ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ- ВОСТОК» ПО ИТОГАМ 2018 ГОДА

**Соболева
Юлия Сергеевна,**
специалист по связям
с общественностью
АО «Сибирская Сервисная
Компания»

КАЧЕСТВО ОКАЗАНИЯ УСЛУГ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПЕРЕД ПАРТНЕРАМИ В ПРИОРИТЕТЕ ДЛЯ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ. БЛАГОДАря ЭТОМУ ССК ВОТ УЖЕ 19 ЛЕТ СРЕДИ ВЕДУЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОТЕЧЕСТВЕННОМ РЫНКЕ БУРОВЫХ РАБОТ

THE QUALITY OF SERVICE RENDERING AND OBLIGATIONS BEFORE PARTNERS ARE IN THE PRIORITY FOR SIBERIAN SERVICE COMPANY. THANKS TO THAT, SSC HAS BEEN AMONG THE LEADING ENTERPRISES ON THE DOMESTIC MARKET OF DRILLING OPERATIONS FOR OVER 19 YEARS

Ключевые слова: Сибирская Сервисная Компания, эксплуатационное бурение, конкурс, технический предел, бережливое производство.



Высокое качество оказания услуг подтверждает и оценка заказчиков. В традиционном конкурсе «Лучшая команда эксплуатационного бурения», проводимом ООО «Газпромнефть-Восток», первое место по итогам 2018 года заняла бригада Томского филиала АО «ССК».

«Это большое достижение, и оно еще раз говорит о том, что специалисты Сибирской Сервисной Компании умеют работать с опережением сроков, способны устанавливать новые рекорды по бурению скважин, ответственно относятся к вопросам производственной безопасности, — отметил генеральный директор ООО «Газпромнефть-Восток» Константин Семенович Карабджак. — Все это позволяет нам реализовывать вместе ряд высокотехнологичных проектов».

Конкурс «Лучшая команда эксплуатационного бурения» компания «Газпромнефть-Восток» проводит ежегодно с целью повышения эффективности работ при бурении скважин, а так же повышения культуры производства в области охраны труда и промышленной безопасности. «Газпромнефть-Восток» стремится к технологическому лидерству в отрасли и применяет самые передовые и безопасные технологии.

«В этом конкурсе мы оценивали качество реализации проекта «Технический предел» и «Бережливое производство» на буровых. Кроме того, критериями оценки были: недопущение аварий, достижение рекордного результата по скважине, сроки строительства скважины, — рассказал Антон Викторович Горшенев, руководитель направления по техническому пределу Управления по бурению скважин ООО «Газпромнефть-Восток». — Наше сотрудничество с Томским филиалом ССК длится

с 2013 года. За это время бригада-победитель пробурила 44 скважины, это 167399 метров, не раз устанавливая рекордные показатели по срокам строительства скважин. Сибирская Сервисная Компания – надежные партнеры. Это заслуженная победа».

«Результат в нашей работе зависит от очень многих людей. Важно взаимопонимание, сработанность, слаженность в бригаде, взаимодействие всех сервисных подрядчиков, а также работа разных отделов филиала компании. Все мы старались показать хороший результат. Думаю, этот показатель поможет нашей компании в будущем еще более уверенно чувствовать себя на рынке, — поделился Евгений Викторович, сменный мастер буровой Томского филиала АО «ССК». — Да, труд буровика непрост: суровые условия, далеко от семьи. Хорошо, что есть энтузиазм и желание решить поставленные задачи. Конечно, такие конкурсы, победа в них, премии – все это дает нам возможность еще больше верить в свои силы, стимулирует делать работу на отлично!»

Команда победителей была отмечена благодарственными письмами, подарками и денежным вознаграждением. Такие конкурсы помогают не только повысить эффективность работ на месторождениях. Это еще и улучшает взаимоотношения между буровыми и сервисными подрядными организациями на объектах строительства, формирует единую команду, которая старается достигать максимальных результатов. ●

ФАКТЫ

1-е

место по итогам 2018 г. заняла бригада Томского филиала АО «ССК»

167399 м

пробурила бригада-победитель с 2013 г.

KEYWORDS: Siberian Service Company, production drilling, competition, technical limit, lean manufacturing.

ВЫБОР ТРАЕКТОРИИ КОММУНИКАЦИИ СКВАЖИН ГНБ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН МЕТОД ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНА ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА, А ТАКЖЕ ОПИСАНО ПЛАНИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ БУРЕНИЯ. УГОЛ ЗАБУРИВАНИЯ, ДЛИНА ПОДСВЕЧНИКА И МИНИМАЛЬНАЯ ГЛУБИНА ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ В ПРИВЯЗКЕ С ОГРАНИЧЕНИЕМ ПО ИЗГИБУ ДЛЯ ВЫЧИСЛЕНИЯ ТРАЕКТОРИИ БУРЕНИЯ

THE ARTICLE DESCRIBES THE METHOD OF HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING, THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF THE METHOD, AS WELL AS THE PLANNING OF THE DRILLING TRAJECTORY. ANGLE COLLARING, THE LENGTH OF THE CANDLESTICK AND THE MINIMUM DEPTH SHALL BE DETERMINED IN CONJUNCTION WITH THE RESTRICTION ON THE CURVE TO COMPUTE THE DRILLING TRAJECTORY

Ключевые слова: буровая штанга, горизонтально-направленное бурение, скважина, траектория бурения, угол забуривания.

Варачев Игорь Валерьевич, магистрант, кафедра бурения нефтяных и газовых скважин ФГОУ ВПО «Удмуртский государственный университет» Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева

Галикеев Ильгизар Абузарович, директор ООО «НПП «Горизонт», старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ФГОУ ВПО «Удмуртский государственный университет» Институт нефти и газа им. М.С. Гучериева

Горизонтально-направленное бурение (метод ГНБ) – способ проложить различные коммуникации через искусственные и естественные преграды под землей бестраншейным способом (рис. 1) [1]. При использовании метода поверхность ландшафта остается нетронутой, включая элементы благоустройства, дорожное полотно, строения и другие объекты. На данный момент разработано несколько проверенных методов горизонтально-направленного бурения, которые активно используются в целях снижения стоимости прокладки коммуникаций и сохранения объектов на поверхности земли.

При использовании способа ГНБ стоимость аналогичных работ понижается в 2–3 раза. Если на

ландшафте не представляется возможным проведение коммуникаций традиционным способом с рытьем траншей, применяется именно прокол в грунте.

Метод ГНБ используется в различных целях:

- прокладка трубо-, газопроводов, электрических кабелей и других коммуникаций к зданиям;
- формирование скважин для добычи нефти и других полезных ископаемых;
- замена устаревших коммуникаций и оборудования;
- обустройство подземных магистралей.

Помимо востребованности технологии, ГНБ дает определенные преимущества:

- разрушения на поверхности сводятся к минимуму (необходимо вырыть только 2 котлована);
- для проведения работ необходима небольшая бригада из 3–5 человек;
- оборудование для бурения мобильно, легко доставляется и устанавливается на место ведения работ;
- метод ГНБ позволяет быстрее и дешевле оборудовать коммуникации, благодаря чему технология обрела высокую популярность повсеместно.

При ГНБ прокладке используется буровое оборудование. Общая технология прокола сводится к следующим манипуляциям:

1. Подготавливается проектная документация с расчетами для точного горизонтального бурения в грунте.
2. Проекты согласуются с местными органами власти или владельцами участка.
3. На локации, где будет проводиться бурение, вырывается 2 котлована в месте старта работ и в месте выхода коммуникации.
4. С помощью бурового инструмента организуется прокладка нужного оборудования.
5. Завершение работ, удаление котлованов, восстановление объектов на месте их нахождения в случае необходимости [2].

Приведенное описание является кратким, на данный момент разработано несколько видов ГНБ работ. Применение конкретного вида горизонтального бурения проводится в зависимости от типов почвы, прокладываемых коммуникаций и других факторов [4].

При технологии бурения используются различные инструменты:

1. Буровая машина (установка ГНБ). Это промышленное оборудование, работающее на дизельном топливе. Управление и передвижение осуществляется оператором. Бурение основано на функциональных частях таких машин: лафете, гидростанции, панели управления.
2. Вспомогательный инструмент. Для продавливания или прокалывания почвы применяются различные инструменты: штанги,

расширители, насосы, винтовые элементы с резьбой и т.д. В зависимости от типа и стадии проводимых работ бригада устанавливает на буровую машину разный инструмент.

3. Система локации. При ГНБ важно соблюдать траекторию прохождения бура, точность выхода во втором котловане. Для этого на головке бура устанавливается зонд, а рабочие отслеживают передвижение инструмента с помощью локатора.

4. Медно-графитовая смазка. Применяется для смазывания мест соединения буровых штанг.

Горизонтально-направленное бурение было изобретено еще в 1960 г. С тех пор ГНБ активно используется по всему миру благодаря особенностям технологии. Как и любая методика, ГНБ имеет свои преимущества и недостатки.

Плюсы ГНБ:

1. Меньшая трата ресурсов, финансов, рабочей силы.
2. По сравнению со способом траншейной прокладки затрачивается на 30% меньше времени.
3. Затраты на прокладку коммуникаций понижаются в связи с отсутствием необходимости восстанавливать ландшафт.
4. Проводить работы можно на любых территориях, включая места расположения исторических ценностей, высоковольтных станций, и в неблагоприятных климатических условиях.
5. Структура грунта сохраняется, плодородные слои почвы не нарушаются.
6. В момент проведения работ не нарушается привычный городской ритм, не нужно останавливать движение автомобилей, нет вреда экологии.

Недостатки ГНБ:

1. Если необходимо проложить трубопровод высокой протяженности или на большой глубине, бестраншейный способ обходится дороже.
2. Для прокладки длинных трубопроводов возникает необходимость делать стыки (в зависимости от установки).

Данная технология универсальна, применяется при оборудовании любых коммуникаций.

Еще до начала работ по бурению необходимо определить траекторию от начала до конца. Для планирования траектории бурения можно использовать программный пакет The Ditch Witch Trac management System Plus. Данная программа может применяться в полевых условиях.

Для менее сложных трасс скважина ограничивается 4 измерениями:

- рекомендованные ограничения по изгибу;
- угол забуривания;
- минимальная длина подсвечника;
- минимальная глубина.

Рекомендованные ограничения по изгибу

Буровые штанги выдерживают изгиб в ходе их эксплуатации, что позволяет корректировать траекторию и облегчает работу. Превышение рекомендованных ограничений по изгибу приводит к появлению повреждений, которые не всегда заметны. Такие повреждения накапливаются, а затем могут привести к разрыву штанги. Необходимо следить за превышением рекомендованных ограничений по каждому изгибу, а не только в ходе забуривания.

Радиус изгиба штанги

Превышение рекомендованного изгиба буровой штанги ведет к ее повреждению и последующей поломке. При уменьшении радиуса изгиба, срок эксплуатации буровой штанги сокращается. При увеличении радиуса изгиба, срок эксплуатации буровой штанги продлевается.

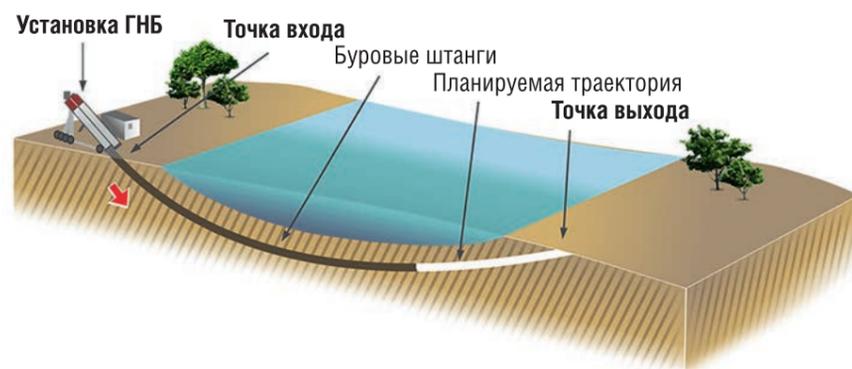
Угол забуривания

Угол забуривания – наклон буровой установки по отношению к уклону поверхности земли. Необходимо следить за тем, чтобы угол забуривания (А) не превышал ограничения по изгибу на длину секции штанги (рис. 2) [3].

Превышение рекомендованного изгиба буровой штанги ведет к ее повреждению и последующей поломке. Изменения угла должны равномерно распределяться по всей длине секции штанги [5].

Угол забуривания можно определить двумя путями:

РИС. 1. Метод горизонтально-направленного бурения



УДК 622.013

РИС. 2. Угол забуривания

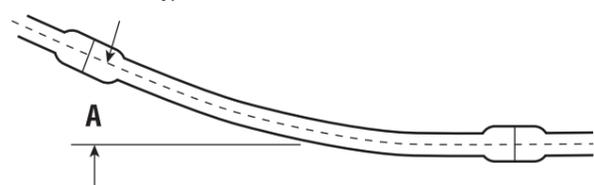


РИС. 3. Угол забуривания

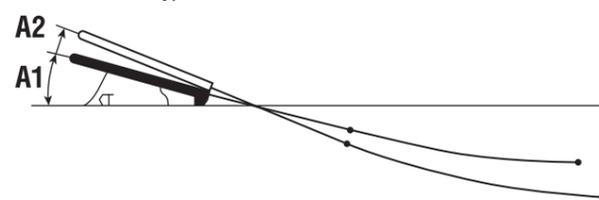


РИС. 4. Длина подсвечника

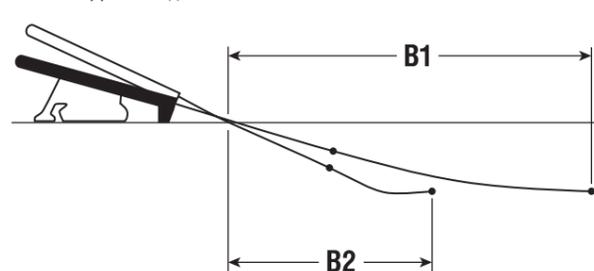
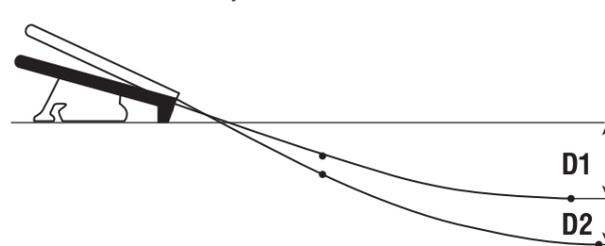


РИС. 5. Минимальная глубина



1. С помощью передатчика забуривания:

- положить на землю передатчик забуривания и снять показания;
- положить передатчик забуривания на буровую установку и снять показания;
- вычитать величину угла забуривания для земли из величины угла забуривания для буровой установки.

2. Путем измерений:

- провести измерение от земли до переднего торца бурового лафета;
- провести измерение от земли до заднего торца бурового лафета;
- измерить расстояние между передней и задней точками, чтобы получить длину основания.

Небольшой угол забуривания (A1) позволяет скорее выйти на горизонтальное направление при меньшем изгибе. Увеличение угла забуривания (A2) ведет к

удлинению и более глубокому залеганию трассы (рис. 3).

Длина подсвечника – расстояние от точки забуривания до горизонтального участка трассы (B1). Слишком малая длина подсвечника (B2) ведет к превышению допустимой величины изгиба и, следовательно, к повреждению штанги.

Так как изгиб штанги должен происходить постепенно, величина угла забуривания и ограничения по изгибу определяют, насколько глубоко должна находиться штанга, когда она достигает горизонтального положения. Это называется минимальной глубиной.

Чтобы уменьшить минимальную глубину (D1), необходимо уменьшить угол забуривания. Это также уменьшает длину подсвечника. Чтобы увеличить минимальную глубину (D2), необходимо увеличить угол

забуривания. Это также увеличивает длину подсвечника (рис. 5).

Вычисление траектории бурения

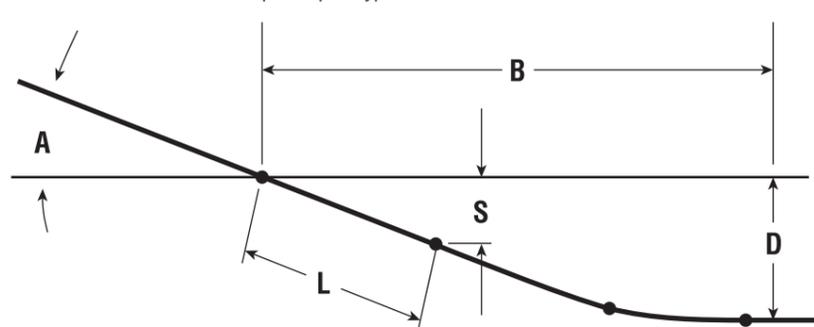
Угол забуривания, длина подсвечника и минимальная глубина определяются в привязке с ограничением по изгибу для вычисления траектории бурения. Чтобы выяснить длину подсвечника (B) и угол забуривания (A), с помощью которых определяется необходимая минимальная глубина (D), можно воспользоваться схемой (рис. 6). ●

Литература

1. Агарков А.М., Межуев Д.С., Тихонов А.А. Технология прокладки коммуникаций методом горизонтально-направленного бурения // *Инновационная наука*, 2017. – № 5. – С. 43.
2. Макаров А.А., Давышин А.С., Федяев А.А., Шечков А.М., Петросян Г.Г., Гуляян К.А. Основные технологии бурения // *Проблемы науки*, № 2 (26), 2018. – С. 19–24.
3. Максимальный угол забуривания при ГНБ. Максимальный угол забуривания при ГНБ. [Электронный ресурс]. URL: <https://tsgnb.ru/blog-gnb/218-maksimalnyy-ugol-zaburivaniya-pri-gnb.html> (дата обращения 13.12.2018 г.).
4. Меньшиков А.И., Петровский А.Ф., Борисов А.А. Новые области применения технологии горизонтально-направленного бурения // *Молодой ученый*, 2015. – № 8–1. – С. 28–32.
5. Торопов Е.С., Торопов В.С., Земсков Ю.Д., Сероштанов И.В. Осложнения при сооружении переходов трубопроводов методом горизонтально направленного бурения // *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, 2015. – № 5. – С. 32–37.

KEYWORDS: *drilling rod, horizontal directional drilling, well, drilling trajectory, drilling angle.*

РИС. 6. Схема вычисления траектории бурения



FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР



ЗОЛОТОЙ СПОНСОР



СПОНСОР



FACEBOOK EVENT



ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ ТЭК

Инновационные решения ECOMAST

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ – ЭТО ОБЪЕКТЫ ПОВЫШЕННОЙ КАТЕГОРИИ ОПАСНОСТИ. ПОЭТОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИХ БЕЗОТКАЗНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ. СТАТИСТИКА ПОСЛЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ОСНОВНОЙ ПРИЧИНОЙ ОТКАЗА И АВАРИЙ ОБЪЕКТОВ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЯВЛЯЕТСЯ КОРРОЗИЯ. ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ?

THE OIL-AND-GAS BRANCH PRODUCTION SITES ARE LOCATIONS OF ELEVATED HAZARD CATEGORY. THAT'S WHY PROVISION OF THEIR FAULTLESS FUNCTIONING IS ONE OF THE BASIC TASKS. RECENT TIME STATISTICS INDICATES THAT THE MAIN REASON FOR OIL AND OIL PRODUCT STORAGE AND TRANSPORTATION SITES FAILURE AND CRASHES IS CORROSION

Ключевые слова: антикоррозионные покрытия, эпоксидные эмали, защита оборудования, гидроизоляционные материалы, полимерные ЛКМ.



**Бузинер
Юрий Леонидович,**
заместитель
генерального директора
АКЗ СПб

Завод «Антикоррозионные защитные покрытия СПб», находящийся в г. Никольском Ленинградской области, является производителем органоразбавляемых и водно-дисперсионных противокоррозионных лакокрасочных материалов, битумной и полимерной гидроизоляции под торговой маркой ECOMAST. Ассортимент ЛКМ включает тонкослойные и толстослойные покрытия на основе различных пленкообразующих веществ, таких как акрилаты, модифицированные алкиды, эпоксины, полиуретаны. Гидроизоляционные материалы представлены битумными, битумно-полимерными, полимерными мастиками, герметиками и клеями.

Материалы ECOMAST применяются для защиты от коррозии и для гидроизоляции в нефтегазовом секторе, машиностроении и металлообработке, химической и пищевой промышленности, мостостроении, при строительстве гидротехнических сооружений, а также в дорожном и гражданском строительстве.

Научно-техническое подразделение и испытательная лаборатория

предприятия осуществляют разработку антикоррозионных и гидроизоляционных составов. Лаборатория имеет все необходимое оборудование для проведения исследований, испытаний и многоуровневого контроля качества выпускаемой продукции. Сотрудничество с ведущими научно-исследовательскими институтами и организациями позволяет отслеживать тенденции рынка ЛКМ в России и за рубежом. Собственная служба технического сопровождения позволяет быстро адаптировать любые материалы компании к конкретным условиям нанесения ЛКМ на объекте заказчика (потребителя). Служба состоит из обученных экспертов с накопленным багажом знаний и опыта, которые помогают заказчику и партнерам подобрать оптимальные антикоррозионные покрытия и системы, оптимизировать процесс нанесения ЛКМ, минимизировать риски преждевременного разрушения покрытий и конструкций. Технические специалисты компании проконсультируют и наглядно продемонстрируют, как правильно выполнить все технологические процессы нанесения покрытий.

УДК 615.014.62

Органоразбавляемые однокомпонентные грунтовки и грунт-эмали ECOMAST (например, ECOMAST 105) применяются для окраски изделий как с плохо подготовленной поверхностью, так и с высокой степенью подготовки. Материалы предназначены для окраски металлических конструкций и изделий, которые не требуют долговременной противокоррозионной защиты. Такие материалы можно наносить в суровых погодных условиях, в том числе при отрицательных температурах.

Двухкомпонентные полиуретановые грунт-эмали ECOMAST (например, ECOMAST PU 75) на сегодняшний день это самый интересный тип ЛКМ. За счет своего химического состава они обеспечивают простоту нанесения, быстрое высыхание, долговременную защиту. Покрытия на их основе имеют сравнительно низкую стоимость 1 м², за счет того, что обеспечивают высокие противокоррозионные свойства при небольших толщинах (80–120 мкм). Такими лакокрасочными материалами окрашиваются различные металлические поверхности, подвергающиеся воздействию атмосферы и агрессивных жидких и паровых сред: мостов, емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов, гидротехнических сооружений, металлоконструкций различного назначения, трубопроводов.

Традиционные двух- и трехслойные эпоксидно-полиуретановые схемы, такие, например, как ECOMAST E Zn, ECOMAST E 280 и ECOMAST PU 74, обеспечивают долговечную защиту. Грунтовочный эпоксидный слой обеспечивает высокую адгезию, а верхний полиуретановый – чрезвычайно высокие эксплуатационные характеристики, устойчивость к воздействию природных факторов и химических реагентов. Характерной особенностью таких систем является высокая стоимость 1 м².

Завод выпускает эпоксидные эмали усиленного типа и эпоксидно-волачные ЛКМ для внутренней защиты резервуаров, емкостей и трубопроводов, предназначенных для хранения нефти, нефтепродуктов, питьевой воды и т.д. К таким составам относятся ECOMAST TANK 597, ECOMAST TANK 610, ECOMAST PIPE.

Наряду с полимерными ЛКМ завод выпускает различные битумные материалы для гидроизоляции и защиты от коррозии. Материалы применяются при проведении кровельных работ, защиты фундаментов, трубопроводов, а также при дорожном строительстве. Ассортимент включает с себя мастики холодного применения (гидроизоляционная, кровельная, резинобитумная, полимерно-битумная), дорожные герметики (БП-Г25 (35, 50), МБП-Г Шм/75, битумные праймеры, мастики МБР-65 (75, 90, 100), МБК-Г55 (65, 75, 85, 100), МБ-50, МБР-ОС-Х-150.

В 2018 году завод представил потребителям такие новинки, как двухкомпонентный гидроизоляционный эпоксидный состав ECOMAST WEP, полиуретановая мастика ECOMAST 99, мастика ECOMAST 300, клей ECOMAST 88, праймер НК-50.

Водный эпоксидный состав ECOMAST WEP разработан для защиты бетонных, кирпичных, металлических поверхностей, подвергающихся воздействию высокой влажности, низким и высоким температурам и агрессивным сред. Материал паропроницаемый, не содержит растворителей, обладает декоративными свойствами (колеровка по желанию заказчика), может наноситься на влажные основания, выдерживает давление воды 3 кг/см². Область его применения достаточно широка: подземные и наземные здания и сооружения; транспортные, пешеходные и коммуникационные тоннели и тоннели метрополитенов; цокольные этажи и подвалы; пожарные, промышленные бетонные емкости; сепараторы и отстойники для очистки воды; подземные гаражи и паркинги и т.д.

Праймер НК-50 ECOMAST – это каучуко-смоляной состав, который применяется под ленточно-полимерные материалы для антикоррозионной защиты стальных подземных магистральных трубопроводов, нефтепроводов и отводов от них диаметром до 1420 мм включительно с температурой эксплуатации до + 50 °С.

Мастика полиуретановая ECOMAST 99 предназначена для гидроизоляции железобетонных конструкций, бетонных поверхностей, элементов колодцев, железобетонных камер при прокладке и ремонте сетей,

гидроизоляция бетонного основания под фундамент, тоннелей и опор мостов, набережных, холодильных камер. Подходит для устройства напыляемой кровли. Состав сочетает в себе такие свойства как высокая эластичность и адгезия, короткое время формирования защитного покрытия, широкий температурный диапазон эксплуатации (от -60° до 240°), устойчивость к долговременным, ортотропным, ударным и вибрационным нагрузкам.

Двухкомпонентный клеевой состав ECOMAST 88 специально разработан для пеностекла и изделий из него. Состав не боится агрессивной атмосферы химических, металлургических и портовых сооружений. Материал не теряет свои эксплуатационные свойства в условиях Крайнего Севера, где отрицательная температура достигает -60°.

Битумно-полимерная мастика ECOMAST 300 применяется в качестве герметика или гидроизоляционного слоя на внешней и внутренней поверхностях пеностеклянных конструкций. Она применяется для устройства теплоизоляции промышленного оборудования, трубопроводов и емкостей, стен зданий и сооружений, плит фундамента, кровли. Надо отметить, что состав может эксплуатироваться при температуре от -60 °С до 100 °С.

ООО «Антикоррозионные защитные покрытия СПб» выпускает более 80 различных составов для противокоррозионной защиты и гидроизоляции. Продукция завода реализуется на всей территории РФ, а также в странах ближнего зарубежья. ●

KEYWORDS: anticorrosion coatings, epoxy enamels, equipment protection, waterproofing materials, polymeric paints and varnishes.



ООО «Антикоррозионные защитные покрытия СПб»

Ленинградская обл.,
Тосненский район, г. Никольское,
Ульяновское шоссе, 5/1
Тел. 8 (812) 448-66-25
info@ecomast.com
ecomast.com

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА:

особенности международного взаимодействия

В СТАТЬЕ РАСКРЫВАЮТСЯ ВАЖНЕЙШИЕ АСПЕКТЫ ПРОЦЕССА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ. С УЧЁТОМ ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА СФОРМУЛИРОВАНЫ И ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СТРАТЕГИИ ПОСТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИЙ

THE ARTICLE LOOKS INTO THE MOST IMPORTANT ASPECTS OF THE PROCESS OF CORPORATE SECURITY IN MODERN CONDITIONS. TAKING INTO ACCOUNT THE INDUSTRY-SPECIFIC FEATURES OF THE OIL AND GAS SECTOR, THE MAIN ELEMENTS OF THE STRATEGY FOR BUILDING A COMPREHENSIVE SYSTEM OF CORPORATE SECURITY OF COMPANIES ARE FORMULATED AND ANALYZED

Ключевые слова: корпоративная безопасность, информационное обеспечение, кибербезопасность.

Захаров Александр Николаевич, профессор, доктор экономических наук, профессор кафедры мировой экономики МГИМО МИД России

Очевидно, что формирование подходов к обеспечению корпоративной безопасности предприятий базируется в первую очередь на законодательстве государств, в которых главным образом функционируют компании. В свою очередь, это означает, что при изучении опыта зарубежных компаний с целью его использования для повышения безопасности корпораций, необходимо адекватно представлять и соотносить специфику понятийно-категориального аппарата теории корпоративной безопасности, а также владеть подходами и методами обеспечения корпоративной безопасности,

эффективное использование которых предполагает учет национальной и отраслевой специфики, географии бизнеса компаний, широкого спектра возможных рисков и угроз как страновых, так и корпоративных – внутренних и внешних.

В то же время следует отметить особенности построения корпоративной безопасности в иностранных компаниях:

- слабое понимание иностранцами, как защищать бизнес в России;
- стремление соблюдать законодательство как в бизнесе, так и в мероприятиях по безопасности;

- угрозы имиджевых потерь оценивают выше, чем материальные потери;
- пытаются построить корпоративную безопасность на основе стандартов и взглядов, применяемых в их странах.

На сегодняшний день услугами частных военных и охранных компаний пользуются и правительства разных государств, и ТНК, а также международные организации¹. Спектр услуг, предоставляемых такими компаниями, весьма широк. Сюда входит личная охрана и сопровождение чиновников, иностранных сотрудников, охрана государственных и коммерческих учреждений, охрана военных и гражданских баз, складов и сооружений, промышленных объектов, посольств, консультирование, разведывательная деятельность, обучение и пр.

Следует отметить важность проблемы обеспечения участия бизнеса в обеспечении информационной безопасности критически важных объектов. Очевидно, что обеспечение безопасности и функционирования критически важных объектов в инфраструктуре общества без участия бизнеса и частных структур практически невозможно. Но степень участия негосударственных структур и их роль во многом зависят от особенностей развития национальной культуры и традиций, взаимодействия бизнеса и государства.

Одной из мер формирования действующей и эффективной системы международного взаимодействия является проведение конференций, круглых столов по выработке совместных решений по противостоянию угрозам международного терроризма, угрозам сферы ИКТ (хакерские атаки ресурсы корпораций, распространение фейковых новостей в информационном пространстве). Такие встречи будут способствовать формированию общего понимания по ключевым проблемам международной информационной безопасности. Понимание того факта, что пока страны будут находиться в состоянии информационной войны, тяжесть сопутствующего ущерба

будет лежать на бизнесе, должно побудить бизнес сообщества стран усилить взаимодействие на международном уровне. Среди целей взаимодействия, в том числе, можно назвать: совместная выработка и подписание бизнес-сообществом рамочных соглашений, направленных на создание международной системы контроля нечистоплотного использования информационного пространства; укрепление сотрудничества между компаниями в процессе расследования инцидентов; создание системы обмена информацией о злоумышленниках, репутации

В ответ на рост угроз корпоративной безопасности, необходимо усиление контроля доступа к данным

контрагентов, чистоплотности компаний-поставщиков оборудования, устройств и программного обеспечения, нацеленных на обеспечение безопасности предприятий.

Понимание киберпреступниками того факта, что информация не скоропортящийся продукт. И чем дольше она хранится в надежном месте, тем выше ее ценность. Теперь сразу публиковать, использовать или продавать полученные нелегальным путем данные – моветон. Лучше придержать их на время, дождавшись соответствующей конъюнктуры рынка. Этот подход усилит воздействие информационных утечек на экономическую и финансовую безопасность компаний.

Искажение целостной структуры информации. Информационные потоки, циркулирующие в киберпространстве, генерируют пласты данных, которые специалисты используют для принятия решений, разработки стратегий, составления прогнозов. Опытные киберпреступники уже научились незаметно искажать информационную картину. Со временем такие искажения непосредственно влияют, например, на цену акций, благодаря чему злоумышленники получают отличные дивиденды. Подобный подход позволяет манипулировать

инвесторами или навязывать топ-менеджменту компаний неверные стратегические решения. Что в конечном счете может стать причиной банкротства или потери огромной доли рынка.

В ответ на рост угроз корпоративной безопасности, необходимо усиление контроля доступа к данным. Одним из новых является подход, решающий проблему подбора паролей злоумышленниками – авторизация с помощью подтверждения пользователя по биометрическим параметрам. Одна из таких новинок – распознавание клавиатурного почерка, индивидуального для

каждого человека. Уже сейчас многие европейские компании и финансовые учреждения начали широко использовать эту технологию. В будущем году ожидается массовое внедрение распознавания клавиатурного почерка как одной из степеней защиты данных.

По мнению ряда экспертов², в ситуации острой политической конфронтации между государствами более успешными могут оказаться инициативы частного бизнеса. В частности, вице-президент горно-металлургической компании «Норильский никель» Владислав Гасумянов анонсировал скорое открытие для подписания, в том числе и компаниями из других стран, Хартии информационной безопасности критических объектов промышленности. «По нашим оценкам, в десятилетней перспективе уровень автоматизации в нашей компании превысит 80%. При этом доля выручки, которая напрямую будет зависеть от безопасного и непрерывного функционирования

¹ <https://mgimo.ru/upload/iblock/db5/db52b47654a12080738f5a610ee47eaa.pdf>.

² Россия и информационная безопасность. Десятый международный форум «Партнерство государства, бизнеса и гражданского общества при обеспечении международной информационной безопасности».

информационной инфраструктуры, приложений и систем в целом, будет существенно расти», – сказал он. По словам Владислава Гасумянова³, правомерность такой оценки подтверждает и последний отчет Ernst & Young «Топ 10 бизнес-рисков горнодобывающих и металлургических предприятий 2017–2018 года»⁴, в котором риск нарушения кибербезопасности поднялся в рейтинге с 9-го на 3-е место (по сравнению с 2016 годом).

В Давосе обсуждали тему международной информационной безопасности (МИБ), на этом настаивали крупнейшие мировые бизнес-структуры. Приходит осознание и среди политиков, и в среде бизнеса необходимости общих усилий в области МИБ. Иначе 3-я мировая война может быть спровоцирована в киберсреде.

В настоящее время в США получают широкое распространение программы профилактики и противодействия экономическим преступлениям, совершаемым в отношении предпринимательских структур. Реализация подобных программ осуществляется на основе взаимодействия правоохранительных органов страны с общественными и частными охранными агентствами и детективными бюро. Такая форма совместной деятельности полиции с негосударственными организациями стала достаточно эффективной.

Как отмечается экспертами⁵, в США растет число предпринимательских структур, заинтересованных в организации внутренней охраны. По оценкам специалистов, их издержки при заключении контрактов со спецслужбами, оказывающими охранные услуги, достигают 6 млрд долл. Еще более 11 млрд долл. составляют затраты на охрану внутренних помещений вследствие стремления уменьшить расходы на страховые компании, которые выплачивают компенсацию за убытки от мелких хищений, совершаемых собственными сотрудниками.

В ряде случаев предприниматели умышленно воздерживаются от огласки, чтобы избежать нежелательной утечки

информации, последствия которой могут нанести большой вред их престижу, чем само правонарушение. Нежелательны также последствия утечки коммерческой информации в средства массовой информации, конкурентам, а также в налоговые органы при проведении официального расследования. Именно стремление максимально сохранить конфиденциальность коммерческих операций побуждает сегодня более 70% американских предпринимателей прибегать к услугам частных охранных и сыскных фирм.

Еще одной характерной особенностью американского бизнеса является тенденция к бесконфликтному, по возможности, увольнению сотрудников, заслуживающих юридического преследования за экономические правонарушения, но с почти обязательным информированием предпринимательских кругов об особенностях личности и поведения данного лица. Такие действия обеспечивают общие интересы безопасности предпринимательских кругов страны. Конечно, сосредоточение и хранение коммерческой информации в частных бюро тревожит клиентов, в связи с чем для организации охранно-сыскных мероприятий составляются и заключаются особые соглашения, в которых оговариваются:

- продолжительность и объем работ;
- объекты охраны, наблюдения;
- особые условия выполнения соглашения (конфиденциальность, срочность, объем оказываемых услуг).

Также тщательно оговариваются процедуры накопления, хранения, использования и последующего уничтожения коммерческой, деловой и иной информации, способной осветить либо раскрывать финансовое, долговое или другое положение предпринимательской структуры.

Наряду с сотрудничеством с самостоятельными охранными предприятиями, потребность в уменьшении коммерческих рисков и повышении безопасности хозяйственной деятельности побуждает многие бизнес-

структуры к созданию собственных служб управления безопасностью.

Интересен опыт США и в создании широкомасштабной системы коллективной безопасности американского бизнеса, внедряемой с начала девяностых годов прошлого века. В рамках этой системы Государственный департамент и более 500 корпораций страны регулярно обмениваются информацией по вопросам возникновения разного рода угроз хозяйственной деятельности с целью защиты американских предпринимателей. Кроме того, осуществляется информационный обмен через систему «электронного бюллетеня», содержащего данные об обстановке, предупреждения о возможных угрозах для жизни и собственности американцев, работающих в 190 странах, а также специфическую информацию.

Для Великобритании, так же, как и для США, характерно стремление предпринимателей к минимизации нежелательной огласки противоправной деятельности подчиненных им лиц и, таким образом, малейшего подрыва своей репутации. По этой причине многочисленные случаи экономических нарушений, мошенничества, преступлений в компьютерной сфере, хищений информации, расследования которых проводятся сотрудниками частных служб управления безопасностью, остаются недостижимыми для правоохранительных органов и общественности. В Великобритании постоянно расширяется и дифференцируется спрос на услуги частных сыскных агентств, которые способны выполнить и специфические задания, считающиеся незаконными для правоохранительных органов. Так, например, агентство «Argen», наряду с расследованием дел о промышленном шпионаже, обеспечением

мер безопасности бизнеса, занимается также добыванием конфиденциальной информации о конкурентах или других частных предприятиях. В целом же к кругу вопросов, решаемых частными агентствами, относятся расследования преступлений, связанных с компьютерными системами и мошенничеством; обеспечение безопасности служебных помещений; выявление специальной техники, подслушивающих устройств; организация личной охраны клиентов и работников предпринимательской структуры.

Серьезное внимание уделяется в стране и безопасности перевозок. Нападения на инкассаторов, слежка на маршрутах перемещения ценностей, уязвимость спецтранспорта заставляют обращаться к этой проблеме. Транспортные компании, занимающиеся перевозками, извлекают полезные уроки из всех случаев нападений, аварий, нестандартных ситуаций, произошедших как непосредственно у них самих, так и в родственных бизнес-структурах. Профилактическая деятельность коммерческих и промышленных служб безопасности в Великобритании условно подразделяется на частную и общую. К частной профилактике относят разнообразные методы психологического воздействия на конкретных работников предпринимательских структур, частных лиц с целью предупреждения нарушений ими законности, недопущения противоправных действий. Таким образом, можно констатировать насыщение рынка Великобритании специальной техникой для обеспечения безопасности: от бронированных лимузинов до миниатюрных подслушивающих устройств, а также повышенное внимание английских предпринимателей к подбору, проверке и испытанию кадров для работы в своих структурах, на промышленных объектах и особенно в службах корпоративной безопасности.

В настоящее время предпринимательские структуры Германии, наряду с использованием собственных и самостоятельных подразделений для проведения расследований и обеспечения охранной деятельности, активно

используют национальные специальные службы для решения приоритетных экономических проблем путем создания современных контрразведок, выполняющих функции подразделений безопасности и охраны. Интересно, что созданные по инициативе и при поддержке спецслужб детективно-охранные структуры и агентства принимают на себя некоторую часть оперативно-разыскной деятельности. Они поддерживают регулярные контакты и обмениваются оперативно значимой информацией с органами полиции и контрразведки, в некоторых случаях осуществляя даже совместные мероприятия. Такая деятельность совсем не характерна, например, для служб безопасности США и Великобритании. В Германии выделяют две крупные группы служб охраны, безопасности и сыска:

- агентства, предоставляющие предпринимательским структурам комплекс детективно-охранных услуг по обеспечению безопасности информации, имущества и физической защите сотрудников;
- службы и подразделения собственной (внутренней) защиты, созданные самими бизнес-структурами.

Проблемы безопасности предпринимательской деятельности на территории Германии занимают видное место. По этому вопросу составляются специальные договоренности, которые строго соблюдаются на протяжении всего периода функционирования совместного

предприятия. Иностранцы, работающие в совместных компаниях, постоянно изучаются и находятся в поле зрения служб управления безопасностью. К этой деятельности подключаются подразделения разведывательной службы, уголовной полиции, таможенной службы и пограничных войск. Данный вопрос находится под постоянным вниманием разведки, ведомства федерального канцлера. Отмечается, что необходимы совместные нормативно-правовые, административные и экономические меры государственных органов и предпринимательских структур по ограничению деятельности иностранных компаний, наносящих ущерб экономике страны.

Еще одной особенностью является то, что для открытия службы управления безопасностью в Германии требуется специальное разрешение местных властей, в том числе и на заключение контрактов с заказчиком-предприятием. Критерии надежности безопасности излагаются, как правило, в директивах правительственных органов отдельных земель страны. В разрешении может быть отказано, если частная служба безопасности не в состоянии обеспечить необходимый профессиональный уровень безопасности бизнеса либо не имеет для этого достаточных финансовых, технических или иных возможностей.

Отметим еще одну характерную для Германии особенность – повышенное внимание к защите

³ <http://jour.isras.ru/index.php/vlast/article/view/5626/5425>.

⁴ [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018/\\$FILE/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018/$FILE/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018.pdf).

⁵ <http://elib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/12/2012.pdf>.

коммерческой и производственной тайн. Министерство внутренних дел Германии глубоко интегрировано в процесс совершенствования законодательства, регламентирующего порядок проведения мероприятий по предотвращению утечки сведений, составляющих коммерческую и производственную тайны. И хотя в законах нет четкой формулировки тайны и перечня сведений, ее составляющих, сюда относят секреты, связанные с коммерческими и техническими вопросами. Закон против недобросовестной конкуренции рассматривает сохранение тайны как обязанность лица, которому она стала известна в силу его служебного положения или трудовых отношений.

Представители данного министерства совместно с сотрудниками частных промышленных и коммерческих служб управления безопасностью, руководителями отдельных предпринимательских структур стремятся к обновлению юридических норм, что препятствовало бы утечке сведений, составляющих тайну, как в процессе хозяйственной деятельности бизнес-структур, так и при их взаимодействии с государственными, в первую очередь, иностранными учреждениями. Ведется также совершенствование законодательства об ответственности лиц, допустивших утечку сведений, составляющих тайну. Таким образом, германское законодательство сегодня достаточно всесторонне и комплексно защищает

производственную, коммерческую, банковскую и налоговую тайны от несанкционированного разглашения.

Тенденция последнего времени во Франции – стремительное наращивание деятельности служб управления безопасностью в предпринимательской сфере. Создание частных служб управления безопасностью бизнеса отражает потребность национальных деловых кругов в уменьшении коммерческих рисков, особенно при работе на слабо изученных рынках, повышении уровня защищенности предпринимательской деятельности. Спрос на услуги частных детективов и охранных структур возрастает со стороны частных лиц, руководителей и высокопоставленных сотрудников коммерческих банков, страховых компаний и адвокатских контор. К числу направлений деятельности частных детективов во Франции относят:

- борьбу со злоупотреблениями торговой маркой;
 - выявление нечестной конкуренции;
 - промышленный шпионаж и контршпионаж;
 - меры безопасности в банковской системе.
- Спектр деятельности служб безопасности страны широк и включает в себя:
- режимные меры по жесткому контролю за коммерческой и технической документацией, передаваемой местными предпринимателями иностранным специалистам;

- исследование и проверку персонала, принимаемого на работу, сбор сведений также и о родственных, дружеских и иных связях работников, контроль за увольняемыми и т.п.;
- мероприятия по защите предпринимательских структур в связи с ростом числа вооруженных ограблений и нападений с применением оружия на их персонал, инженерно-технические работы по установке сигнально-тревожных систем.

Отмечается, что стоимость охранных мероприятий во французских бизнес-структурах имеет за последние годы тенденцию к росту. Подробнее остановимся на еще одной характерной для Франции проблеме – безопасности персональных компьютеров и борьбе с компьютерной преступностью.

В связи с ростом числа персональных компьютеров, используемых в государственных и частных компаниях, постоянно возрастает опасность несанкционированного доступа к базам данных, содержащихся в их памяти. В отличие от больших вычислительных средств, персональные компьютеры не располагают достаточными программными средствами защиты данных от несанкционированного доступа. Службы управления безопасностью анализируют степени риска, выявляют места незаконного проникновения в электронные массивы данных государственных и частных компаний, определяют лиц, имеющих возможность

такого доступа, объекты их воздействия и используемые методы, разрабатывают способы противодействия. Помимо обеспечения надежной защиты при работе с персональными компьютерами, французские специалисты предлагают более широкую комплексную корпоративную программу компьютерной безопасности, которая должна обеспечить сохранение электронных данных во всех файлах предпринимательской структуры. В силу своего географического положения, традиций и обычаев, довольно близких языковых систем и норм законодательства в странах Северной Европы (Финляндия, Норвегия, Швеция и Дания) отмечается много общих подходов к организации деятельности коммерческих и промышленных служб безопасности. В странах Северной Европы сыскные и охранные бюро относятся к категории частных предприятий. При этом имеется в виду то, что их учреждение, регистрация, финансирование, налогообложение, правовое положение и деятельность регламентируются общими нормами действующего законодательства.

Промышленные службы безопасности, местные правоохранительные органы весьма активно действуют через влиятельные национальные союзы предпринимателей, а также самостоятельно в крупных фирмах. Уполномоченные сотрудники спецслужб на предприятиях совместно с кадровым аппаратом служб безопасности проводят квалифицированную специальную проверку лиц, допускаемых к работе с секретными документами и материалами; создают агентурно-осведомительную сеть, распространяют среди персонала опыт контрразведывательного обеспечения закрепленных объектов.

Прослеживается тенденция к расширению функций государственных и ведомственных спецслужб по обеспечению безопасности коммерческой деятельности частнопредпринимательских организаций за рубежом, по организации и содействию в формировании в них собственных групп и служб безопасности. Приоритетное значение в последнее время получают задачи борьбы с

промышленным и коммерческим шпионажем. При этом основное внимание уделяется защите в сфере бизнеса технологической информации, имеющей военное значение, а также повышению режима секретности. В этой связи в странах Северной Европы актуальны также компьютерные преступления и их профилактика. Так, например, в отчете «Компьютерная безопасность Швеции» отмечается, что национальные компьютерные сети слабо защищены от случайных или преднамеренных выводов из строя, что может привести в нерабочее состояние большую часть систем информационного обеспечения страны.

Прослеживается тенденция к расширению функций государственных и ведомственных спецслужб по обеспечению безопасности коммерческой деятельности частнопредпринимательских организаций за рубежом, по организации и содействию в формировании в них собственных групп и служб безопасности

IDG Enterprise – ведущая корпоративная технологическая медиакомпания, включающая CIO, Computerworld, CSO, InfoWorld, ITworld и Network World, опубликовала результаты исследования 2017 «Приоритеты безопасности», в котором дается представление о безопасности, ее роли и технологиях, которые помогают ускорить рост предприятия путем смягчения рисков. Безопасность продолжает оставаться главной сферой бизнеса, и исследование направлено на то, чтобы лучше понять, на чем сосредоточены организации по безопасности, а также проблемы, которые потребуют наибольшего времени и стратегических ответных действий со стороны групп безопасности и ИТ. Организации обращаются к своим группам безопасности, чтобы помочь в построении бизнес-стратегий, поскольку цифровые предприятия продолжают формироваться, а киберугрозы развиваются.

Как показало исследование, чтобы не отставать от меняющихся потребностей цифровой экономики, компании стараются использовать больше новейших технологий, что в свою очередь может привести их к

большему риску, о котором они не знают и к которому могут быть не готовы. Кроме того, современные компании сталкиваются с нехваткой кадров необходимой квалификации в сфере безопасности. В свою очередь, низкая квалификация сотрудников не позволяет компаниям получить от внедрения новых технологий той выгоды, которую они могли бы извлечь. Чтобы поддерживать функционирование бизнеса, ведущие компании, предоставляющие решения по корпоративной безопасности, вынуждены искать альтернативы. Так, компании-производители и поставщики устройств и технологий для структур обеспечения

безопасности корпораций все больше вынуждены брать на себя и сам процесс обеспечения безопасности компаний.

Рост вызовов в области безопасности требует постоянного совершенствования существующих и приобретения дополнительных навыков сотрудниками блоков защиты компаний, а также существует потребность в повышении лояльности сотрудников службы безопасности. Это в значительной степени наблюдается в организациях, которые имеют автономный собственный отдел безопасности. Так, 27% компаний соглашались, что удержание сотрудников и привлечение достаточного количества квалифицированных сотрудников – задача, которая требует времени для реализации своих стратегических целей. В 2018 году почти половина (48%) компаний увеличили численность сотрудников службы безопасности (полный рабочий день). Сталкиваясь с нехваткой персонала служб корпоративной защиты, крупные компании пришли к необходимости инициировать подготовку кадров для своих структур на базе университетов.



В ситуации увеличения вызовов и угроз корпоративной безопасности ведущие компании в области безопасности, решили сформировать совместную стратегию безопасности, ориентированную на потребности бизнеса. Само по себе решение объединиться, поделить идеями и разработать решения для задач безопасности, с которыми сталкиваются предприятия из-за цифровизации экономики и бизнеса является уникальным событием для разработчиков решений в области безопасности. Решения, которые руководители служб безопасности и ИТ активно изучают и увеличивают свой бюджет на сегодня, очень тесно связаны с этой повесткой дня. Как отмечают сами участники сообщества: «Безопасность – бизнес-проблема, и понимание этого усиливает тот факт, что сотрудничество между специалистами в области безопасности, ИТ и бизнесом необходимо для создания и внедрения всеобъемлющей системы в области безопасности».

В фокусе внимания международного бизнес-сообщества должны быть такие вопросы как: создание, оценка и разработка рекомендаций, касающихся применения и соблюдения всем международным бизнес-сообществом норм, правил и принципов ответственного поведения компаний в киберпространстве, разработка теоретических основ и практических мер, способствующих обеспечению открытой, безопасной, стабильной, доступной и мирной ИКТ-среды, а также подготовке предложений и продвижению их на государственном уровне.

В частности, важным представляется договориться о недопустимости использования информационно-коммуникационных технологий в целях недобросовестной конкуренции и нанесения ущерба объектам промышленности; необходимости отказа от разработки и внедрения скрытых уязвимостей в информационно-коммуникационные системы критических объектов промышленности; осуждению деятельности, направленной на скрытое накопление информации об уязвимостях таких систем.

В хартии приветствуются усилия международного сообщества по приданию опорным информационно-коммуникационным инфраструктурам, формирующим основу глобальной сети, «статуса демилитаризованной зоны, свободной от силового противоборства политических субъектов». И подчеркивается важность обмена лучшими практиками по обеспечению информационной безопасности объектов промышленности.

Холдинговая компания «СИБЕР» и китайская DeWe Group заключили соглашение⁷ о сотрудничестве в сфере безопасности. Как отметил заместитель гендиректора Ростеха Николай Волобуев, соглашение предусматривает сотрудничество в области охраны бизнеса, обеспечения безопасности людей и перевозимых грузов, а также инфраструктуры, расположенной на территории стран ЕАЭС. Николай Волобуев подчеркнул, что при реализации проекта «Экономический пояс Шелкового пути» и его сопряжении с Евразийским экономическим союзом услуги в области безопасности будут пользоваться значительным спросом как со стороны бизнеса, так и со стороны государств – участников ЕАЭС.

«Соглашение также оговаривает условия взаимного оказания услуг в сфере безопасности на территории третьих стран, где есть интересы китайского или российского бизнеса», – сказал заместитель гендиректора Ростеха.

В холдинговую компанию «СИБЕР» входят ведомственная охрана Ростеха «РТ-Охрана», ведомственная пожарная охрана «РТ-Пожарная безопасность» и ряд структур, специализирующихся на предоставлении услуг физической и пожарной охраны, антитеррористической защищенности стратегических объектов, а также на проектировании, внедрении и обслуживании современных средств охраны и пожарной безопасности. Численность сотрудников «СИБЕР» превышает 11 тыс. человек. На данный момент под охраной компании находится более 300 объектов госкорпорации, большинство из которых являются стратегическими.

DeWe Group – китайская частная группа компаний, предоставляющая широкий спектр услуг по обеспечению безопасности как на китайском рынке, так и за рубежом. Одним из крупнейших клиентов предприятия является крупная корпорация China Poly Group. В настоящее время DeWe Group предоставляет услуги в 30 странах.

Растущая экономика Китая требует увеличение рынков сбыта продукции, работ и услуг, а также получения необходимых природных ресурсов. А это можно обеспечить за счет выхода на зарубежные рынки. Таким образом, возникла острая необходимость обеспечить безопасность не только китайским специалистам, рабочим, находящимся за пределами своей страны, но и коммерческим объектам, транспортным маршрутам, а также китайским инвестициям.

Сегодня китайские компании работают в условиях, которых избегают западные коллеги: обслуживают электростанции в Ираке и телекоммуникационную сеть в Сирии; добывают медь в Афганистане и перекачивают нефть в Южном Судане. Только в одной Анголе трудятся около 200 тысяч китайских рабочих, в Нигерии – 50 тысяч, Судане – 25 тыс., в Конго – 10 тыс. В Африке функционирует 800 компаний Китая и проживает миллион китайцев.

Для сохранения своих коммерческих позиций на черном континенте, Китай изменил традиционный для своей страны осторожный подход к внешней политике. Военные корабли Китая не первый год несут вахту в Аденском заливе. В 2015 году китайский спецназ с использованием боевых кораблей эвакуировал своих граждан из Йемена. Более того, Китай входит в состав миротворческих сил ООН, находящихся на африканском континенте, тем самым обеспечивая свое околвоенное охранное присутствие в Африке.

«Необходимость в обеспечении безопасности наших граждан за рубежом весьма значительна, и

армия явно не подходит для этой работы из-за потенциальных проблем, которые она может вызвать для внешних сношений», – считает Юэ Ган, отставной офицер спецназа. В связи с этим спрос на частные охранные организации неизменно растет. Их работа в зонах военных конфликтов позволит избежать дипломатических осложнений, обострения антикитайских настроений и международных скандалов.

Частная охранная отрасль в Китае была законодательно разрешена лишь в 2010 году. Законом ЧОПам предоставлялось право оказывать услуги вооруженной охраны местным предприятиям, таким как банки и фабрики. В настоящее время в Китае количество сотрудников ДэйВэй составляет 3000 человек, а за рубежом работает 352 сотрудника. Большинство из них оказывает охранные услуги China Road and Bridge Corporation, строящей железную дорогу Найроби – Момбаса, а также уже упомянутой нами Китайской национальной нефтегазовой корпорации в Судане.

Тем не менее, большинство китайских компаний, работающих за рубежом, разделяют позицию правительства по поводу сотрудничества исключительно со специалистами охранный индустрии из КНР. Так, Китайская национальная нефтегазовая корпорация, ранее сотрудничавшая с британской компанией Control Risks, в 2010 году заключила контракт с китайской компанией Guanpan, тесно связанной с ZhenHua Oil, пятой по величине нефтяной компанией Китая.

Китайские компании признают, что в «горячих точках» не стоит нанимать местную охрану. Помимо языкового преимущества, «свои» обходятся дешевле, чем их иностранные коллеги. За 700–1000 долларов в день можно нанять одного британского или американского охранника или команду из 12 китайцев. Правовая основа для разрешения китайским частным охранным организациям работать за границей до сих пор остаётся неопределенной, признает г-н Хао: «Мы подчиняемся всем местным законам в странах, в которых работаем».

Одним из аспектов формирования взаимодействия

в среде международного бизнес-сообщества также является учет тенденции к усилению взаимодействия специальных служб и компаний, особенно в условиях обострения межгосударственного взаимодействия. Как отмечается, процесс усиления взаимодействия государственных спецслужб со службами безопасности крупных корпораций стал набирать обороты. Налаживание обмена данными и осуществление совместных оперативных мероприятий по многим параметрам оказывается выгоден и государству, и частным компаниям. Так, государство экономит ресурсы и «прячет» свои интересы в интересах «частника», имея возможность при случае переложить на него ответственность за провалы и нарушения законов и прав человека; вторые же решают поставленные государством задачи с использованием собственных колоссальных возможностей, сообразуясь с интересами своего бизнеса. В частности, одним из результатов стало ведение бизнеса не традиционными методами, основанными на обычной конкуренции, а силами и средствами спецслужб.

Взаимодействие спецслужб и частных компаний осуществляется по различным схемам. Так, крупная компания может обратиться в ФБР за помощью в предотвращении промышленного шпионажа и получении данных об иностранных партнёрах, работающих в США, в ЦРУ – за проверкой данных о потенциальных зарубежных конкурентах. В свою очередь, американская разведка привлекает частные компании к обеспечению военных и политических акций в Ираке или Афганистане.

В самих США такое взаимодействие вызывает неоднозначную реакцию. Приверженцы традиционного государственного взгляда на разведку отмечают, что эти процессы часто протекают в ущерб укреплению оперативной и аналитической составляющей в работе спецслужб. Однако позиция кадровых разведчиков, заключающаяся в том, что сотрудник разведки должен служить исключительно правительству, а не частному бизнесу, в новых условиях выглядит устаревшей. Новые внешнеэкономические

и внешнеполитические реалии требуют не только объединения усилий государственной системы спецслужб, но и их более тесного взаимодействия с частным бизнесом (об этом недвусмысленно говорится в Национальной разведывательной стратегии США 2009 г.). Например, известный специалист по бизнес-разведке Д. Перри, наоборот, с тревогой оценивает столь тесный союз государственной разведки и контрразведки с интересами бизнеса: «Когда топ-менеджеры компаний прибегают к помощи ЦРУ, они забывают, что это ведомство, добывая информацию, использует подчас самые необычные средства и методы, включая этически сомнительные». Перри настаивает на том, что национальные спецслужбы «всегда помнят о национальных интересах и задачах» [5]. Некоторые эксперты США видят здесь опасность.

Говоря о международном сотрудничестве в сфере корпоративной безопасности следует упомянуть Ассоциацию специалистов по расследованию хищений/мошенничества (ACFE), которая является международной профессиональной организацией, объединяющей специалистов в области предотвращения, выявления и расследования случаев хищений, мошенничества и должностных злоупотреблений.

По всему миру работает 143 отделения ACFE в более чем 40 странах. На сегодняшний день ассоциация объединяет более 70 тысяч членов из 150 стран мира. Это специалисты отделов по борьбе с мошенничеством, внутренние и внешние аудиторы, ревизоры, сотрудники служб безопасности, сотрудники государственных организаций, специалисты по внутреннему контролю, управлению рисками и корпоративному управлению и др.

Российское отделение ACFE с 2007 года оказывает профессиональную поддержку специалистам в области безопасности бизнеса. Организация разрабатывает методики предотвращения, выявления и расследования хищений, оказывает консультационную поддержку компаниям, стремящимся к снижению потерь от хищений; проводит тематические встречи, семинары, вебинары

⁶ <http://siber.ru/media-center/novosti/siber-i-kitayskaya-dewe-group-vozmuit-pod-okhranu-sheikovyy-put-storony-zaklyuchili-soglasheniya-ot/>.

и конференции, а также специализированное обучение сотрудников контрольных подразделений по вопросам обеспечения комплексной безопасности бизнеса.

Участникам мероприятий выдаются сертификаты международного образца о прохождении профессионального обучения (CPE) в объеме фактически прослушанных часов.

Организация также проводит национальную сертификацию. Специалисты безопасности бизнеса могут подтвердить свои квалификации «Business Security Professional» или «Business Security Manager».

Цели Российского отделения ACFE:

- Развитие деятельности по обеспечению безопасности бизнеса в России;
- Разработка методик предотвращения, выявления и расследования хищений;
- Оказание консультационной и экспертной поддержки компаниям, стремящимся к снижению потерь от хищений и мошенничества;
- Специализированное обучение сотрудников контрольных подразделений крупных компаний;
- Проведение конференций и семинаров по вопросам борьбы с хищениями и защиты бизнеса, регулярные тематические встречи членов отделения и заинтересованных лиц по актуальным вопросам.

Партнерами российского отделения ACFE являются: Институт внутренних аудиторов (ИП «ИВА»), Group-IB: Расследование компьютерных преступлений, компьютерная криминалистика, Информационное агентство «Интерфакс», Система профессионального анализа рынков и компаний.

Существуют и международные организации, осуществляющие услуги в области корпоративной безопасности. Например, ControlRisks имеющая многолетний опыт работы в Америке, предлагает широкий набор услуг, который позволяет организациям работать в сложных и неблагоприятных условиях, в том числе экспертный анализ и углубленные

исследования в области корпоративной безопасности. В структуру организации входит Security Risk, управление рисками безопасности. Безопасность бизнеса от операционных рисков стоит в приоритете для команды профессионалов ControlRisks. Потеря персонала, убытки интеллектуальной собственности, потеря активов и репутации имеет разрушительное воздействие на бизнес. ControlRisks предлагает: создание стратегий, решений для защиты бизнеса и снижение вероятности потерь от операционных рисков; разработка антикризисных и устойчивых планов по сокращению влияния отрицательных тенденций; обзор и аудит для выявления пробелов в организации корпоративной безопасности; предоставление услуг по обучению персонала для управления системой безопасности как на местном уровне, так и на глобальном; обеспечение срочной помощи в период кризисных событий.

Аналитическая компания GPW, обслуживающая транснациональные корпорации, юридические фирмы, финансовые учреждения, инвесторов и множество других организаций. Компания предоставляет широкий спектр услуг в области корпоративной безопасности. GPW имеет большой опыт в расследовании мошенничеств.

Заключение

Таким образом, в настоящее время все большее внимание уделяется тому факту, что роль корпоративной безопасности в обеспечении так называемой «живучести» компании и ее успешного продвижения в бизнесе довольно значительна. Важно отметить, что вопросы экономической безопасности организации вызывают огромный интерес со стороны как собственников предприятий, так и специалистов в области финансов, экономики и безопасности. Растет потребность в профессиональных сообществах по обеспечению корпоративной безопасности предприятий. В связи с этим наблюдаются достаточно высокие темпы роста как международных, так и отечественных профессиональных объединений, способствующих обеспечению корпоративной безопасности

организации. Разрабатываются новейшие стандарты по обеспечению безопасности, а профессиональные сообщества оказывают довольно широкий спектр высококачественных услуг для хозяйствующих субъектов, направленных не только на обеспечение комплексной безопасности предприятия, но и на сопровождение бизнеса на основных этапах его деятельности, что в дальнейшем будет способствовать все большему улучшению функционирования системы корпоративной безопасности каждой организации и соответственно укреплению экономики Российской Федерации в целом. ●

Литература

1. Захаров А.Н. Роль механизмов государственно-частного партнерства в решении экономических и социальных проблем России. *Мировое и национальное хозяйство*. 2011. № 1. С. 2–7.
2. Захаров А.Н. Экономическая безопасность России в сфере международных отношений. М.: МГИМО МИД России. 2005. 44 с.
3. Захаров А.Н. Актуальные аспекты международной экономической безопасности России. *Российский внешнеэкономический вестник*. 2004. № 8. С. 43–46.
4. Небольсина М.А. Идеиные и теоретические предпосылки выработки международного законодательства в области регулирования деятельности частных военных и охранных компаний. *Мир и согласие*. 2010. № 3 (44). С. 10–31.
5. Гасумянов В.И. Корпоративная безопасность в системе обеспечения национальной безопасности Российской Федерации: теоретические аспекты. *Власть*. 2018. №1. [Электронный ресурс]. URL: <http://jour.isras.ru/index.php/vlast/article/view/5626/5425> (дата обращения: 26.09.2018).
6. Россия и информационная безопасность. Десятый международный форум «Партнерство государства, бизнеса и гражданского общества при обеспечении международной информации безопасности». Германия 25–28 апреля 2016 г. Гармиш-Партенкирхен. *Международная жизнь*. Специальный выпуск, 2016.
7. Россия и информационная безопасность. Материалы международной конференции «Актуальные вопросы информационной и кибербезопасности». 20 декабря 2016. *Международная жизнь*. Специальный выпуск, 2016.
8. Государство. Бизнес. Гражданское общество. Информационная безопасность. Германия 24–27 апреля 2017 г. Гармиш-Партенкирхен. Приложение к журналу «Международная жизнь», 2017.
9. Top 10 business risks facing mining and methods. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018/\\$FILE/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018/$FILE/ey-top-10-business-risks-facing-mining-and-metals-2017-2018.pdf) (дата обращения: 10.07.2018).

KEYWORDS: cyberattacks, corporate security, oil and gas sector.

Cabex — энергия успеха



18-я Международная выставка кабельно-проводниковой продукции

19–21 марта 2019 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

- Кабели и провода
- Кабельная арматура
- Электромонтажные изделия
- Электротехнические изделия
- Оборудование для монтажа, переработки кабеля
- Материалы для производства кабеля

Реклама

Получите бесплатный билет по промокоду **cb19bdx808**
www.cabex.ru



Генеральный информационный партнер



Специальный отраслевой партнер



Международная Выставочная Компания + 7 (495) 252 11 07 cabex@mvk.ru



А.В. ГЛОВАЦКИЙ – про жизнь, профессию, страну и РУСЭЛПРОМ



АНАТОЛИЙ ВАСИЛЬЕВИЧ ГЛОВАЦКИЙ – ПЕРВЫЙ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ООО «РУСЭЛПРОМ» – ОДИН ИЗ СОЗДАТЕЛЕЙ РОССИЙСКОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОНЦЕРНА. ОТМЕТИВ 80-ЛЕТНИЙ ЮБИЛЕЙ, ЭТОТ СИЛЬНЫЙ, ВОЛЕВОЙ ЧЕЛОВЕК, ИНТЕРЕСНЫЙ РАССКАЗЧИК И АКТИВНЫЙ УЧАСТНИК МНОГИХ СОБЫТИЙ ДЕЛИТСЯ ЛИЧНЫМИ ИСТОРИЯМИ ИЗ ЖИЗНЕННОГО И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОПЫТА

ANATOLY VASILYEVICH GLOVATSKY, THE RUSELPROM LLS FIRST DEPUTY DIRECTOR GENERAL, IS ONE OF THE RUSSIAN ELECTROTECHNICAL CONSORTIUM FOUNDERS. AFTER HIS 80-YEAR ANNIVERSARY CELEBRATION, THIS STRONG, WILLED PERSON IS AN INTERESTING STORY-TELLER AND ACTIVE PARTICIPANT OF MANY OCCURENCES, SHARES HIS PERSONAL STORIES FROM HIS LIFE AND PROFESSIONAL EXPERIENCE

Ключевые слова: Русэлпром, электротехническое оборудование, топливно-энергетический комплекс, А.В. Гловацкий, станкостроение.

Буду литейщиком

Я родился на Украине, в деревне Кривое Озеро Одесской области. Там я заканчивал школу и для себя решил, что буду поступать в Одесский политехнический институт. При поступлении

я недобрал один балл, но отступать не стал. Пробился на специальную комиссию по дополнительному набору. Я был простой деревенский парень, в спортивных брюках. А на комиссию пришел сам ректор института. Он спросил меня, как сдал

экзамены. Я ответил: «Физика – 5, математика – 5». И еще я сказал, что хочу быть литейщиком. И ректор решил: «Выпишите ему направление на учебу!». И меня взяли. В 1956 году я поступил в Одесский политех на механико-технологический факультет.

Так получилось, что к моменту окончания института у меня уже был опыт общественной работы, что во многом определило мой дальнейший путь.



В Новой Каховке

Новая Каховка

Как-то я увидел журнал, в котором был опубликован репортаж из Новой Каховки: красивые цветные фотографии, город-чудо, город-сад, красота необыкновенная! И когда на распределении увидел название Новокаховский электромашиностроительный завод, твердо решил: «Хочу в Новую Каховку!» Оказалось, что туда много желающих. Отобрали пятерых. И вот мы – пять молодых специалистов приехали в Новую Каховку.

Сначала я попал в отдел главного металлурга, а потом перешел в литейный цех. Я был технологом, начальником техбюро, потом заместителем начальника цеха по технике. И тут случился несчастный случай – в цехе погиб рабочий. Директор завода решил на время сменить начальника цеха, пока ситуация не успокоится. Вызвал меня и говорит: «Я тебе предлагаю на три месяца стать начальником цеха». И вдруг я ему говорю: «Если начальником – то согласен». Он на меня посмотрел и к вечеру издал приказ, назначив меня начальником цеха.

Работа мне очень нравилась, хотя труд в литейном цехе был

тяжелый. Цех очень крупный – 1000 работников, выпускал 60 тысяч тонн серого чугуна в год.

Доверие людей

Практически сразу после назначения начальником цеха я был избран в члены парткома. Всего на заводе работало 10 тысяч человек, из них 2,5 тысячи – коммунисты. Люди были недовольны секретарем парткома и решили его «прокатить» на очередных выборах. Однако результаты голосования, похоже, были подтасованы, так как народу объявили, что по итогам голосования переизбран прежний секретарь. Люди начали писать жалобы. Дело дошло до первого секретаря ЦК Компартии Украины В.В. Щербицкого. Тот прислал своего человека, собрали партком. Секретарь парткома начал шуметь: «Надо разобраться, кто это сделал!» А я, как член парткома, встал и говорю: «А может, надо разобраться, почему все голосовали против вас?» Многие члены парткома меня поддержали. Прежнего секретаря убрали, а меня как «инициатора» выбрали.



Один из цехов Новокаховского электромашиностроительного завода. 1961 г.

Даешь металл!

Заводу постоянно не хватало металла для выполнения плана. Завод подчинялся непосредственно Москве, Министерству электротехнической промышленности. И я, секретарь заводского парткома, поехал в

министерство просить металл. Пришел к замминистра по снабжению Я.Н. Заробяну. Тот ответил резко: «Ты мне тут про решения съездов партии не рассказывай. Ты, если видишь, что металла не хватает, думай, как снижать расходы!». Вернувшись на завод, я организовал специальные мероприятия по снижению расходов, обозначил задачи и ответственных по каждому цеху, поставил контроль. Через полгода кривая потребления металла пошла вниз. С этими результатами снова поехал в Москву. Показал результаты, говорю: «Видите? А все равно металла для выполнения плана не хватает». Из министерства отправили на завод начальника главка посмотреть на ситуацию. В итоге – добавили. Так меня узнали в министерстве.

Не выжидать, а делать

Еще в бытность мою начальником литейного цеха приезжал к нам на завод очередной начальник главка из Москвы. Я ему показал старые, отработавшие свой ресурс формовочные машины и попросил выделить новые. Он говорит: «Завтра приходи ко мне в главк, поговорим!» Легко сказать: «Приходи!» Где Новая Каховка, а где Москва! Но я поехал. Прихожу в главк, и он мне говорит: «У меня друг – начальник главка в Министерстве станкостроения. Сейчас я ему позвоню, он все решит». Набирает ему раз-другой, телефон молчит. Просидел я два часа в приемной, телефон все не отвечает. Не выдержал, узнал у секретаря адрес и сам поехал к этому человеку. Захожу, говорю: «Привет вам от такого-то! Не может он до вас дозвониться». Тот отвечает: «Да, мы вместе с ним учились. У меня тут трактор перекопал телефонную линию, нет связи. А что ты хотел?». Я говорю: «Мне бы формовочные машины!» Написал он соответствующее письмо, и я поехал с этим письмом в Павлоград Днепропетровской области, на станкостроительный завод. Договорился, погрузил машины, привез к себе. Машины смонтировали, работают.

Прошел год, приезжает к нам на завод тот самый начальник главка, увидел меня и говорит: «Я же так и не позвонил». Я говорю: «Не надо, уже все работает» – «Как работает?!» И я рассказал, что не стал ждать, а поехал и все решил



На всесоюзном собрании директоров электромашиностроительных заводов. 1981 г.



На одном из ведущих электротехнических предприятий Австрии

В министерстве

В это время министра электротехнической промышленности Г.П. Вороновского сняли, назначили нового министра О.Г. Анфимова, а меня позвали первым замом. Я отвечал за поставки электротехники оборонным отраслям, работу производственного блока, а также за товары народного потребления. Много ездил за

границу, чаще в ФРГ, и видел, что мы сильно отстаем в производстве товаров для людей, а так продолжаться не может. На Западе 40% электротехнической продукции было ориентировано на нужды человека, а мы делали «машины для машин». В ФРГ, например, делали специальные мелкие двигатели для бытовых электроприборов, а мы – значительно меньше. В 1990 году министерство хотели

ликвидировать. Мы его отстаивали. Но электротехническую отрасль надо было реформировать, переориентировать на выпуск конечного продукта.

На изломе эпохи

После развала СССР я возглавлял ликвидационную комиссию министерства, подписывал документы о передаче собственности бывшим союзным республикам. Тогда украинские машиностроители решили организовать объединение украинских заводов и предложили мне возглавить новую организацию. Я отказался. Считал, что нужно создавать российское объединение. В тот момент разошелся во взглядах с бывшим министром, который выступал за объединение заводов всего бывшего Советского Союза. В 1991 году в результате реформирования Министерства электротехнической промышленности и приборостроения образовалось Общероссийское объединение электротехнических предприятий «Русэлпром». В него вошли 50 электромашиностроительных заводов. Объединение взяло на себя какие-то функции министерства, Госнаба, хотя и не имело на заводы прямого влияния.

Трудные 90-е

Экономика развалилась, люди на заводах сидели без зарплаты, без материалов. Я начал искать пути выхода. Позвал в партнеры начальника ЦДУ (Центрального диспетчерского управления) нефтяной промышленности А.В. Кочнева, и «Русэлпром» начал заключать контракты с такими компаниями, как «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», «Коминнефтегаз» и другими. Мы поставляли им трансформаторы, кабели, насосы, электрооборудование. Госнаба уже не было, и со снабжением встали серьезные проблемы. Но и у этих компаний денег особо еще не было – готовы были расплачиваться нефтью. Через ЦДУ мы искали покупателей на эту нефть. После того, как находили покупателей на нефть, могли заплатить директорам заводов, а те – выдать зарплату рабочим. Вот так мы жили в 1990-е годы.



Концерн инвестирует немалые средства в модернизацию своих производственных площадок

Русэлпром

В 1993 году я познакомился с Владимиром Васильевичем Дорохиным, который в то время занимался поставками двигателей с Украины, и мы начали работать вместе. Нашей идеей было объединить заводы под единым началом. Но для этого нужны контрольные пакеты акций. У прежнего ОАО «Русэлпром» был пакет акций на Сафоновском электромашиностроительном заводе. Я там был председателем наблюдательного совета, а директором был Святослав Анатольевич Масютин. Часть пакета акций Владимирского электромоторного завода принадлежала Владимиру Васильевичу Дорохину. Совместно был выкуплен Ленинградский электромашиностроительный завод. Потом другие предприятия. Так родился Российский электротехнический концерн РУСЭЛПРОМ.

Сегодня

Авторитет концерна РУСЭЛПРОМ на сегодня высок. Достаточно сказать, что мы комплектуем своими двигателями все производимые в стране атомные ледоколы. Есть другие серьезные партнеры – Белорусский автомобильный завод. БЕЛАЗ на 70% комплектуется нашими генераторами. Разработаны проекты по модернизации Ленинградского и Сафоновского заводов по увеличению выпуска продукции в 1,5 раза. Это потребует значительных инвестиций по каждому заводу.



Сегодня РУСЭЛПРОМ – это один из флагманов инновационного производства



РУСЭЛПРОМ комплектует своими электродвигателями все производимые в стране атомные ледоколы

Задачи на будущее

Наша задача – разрабатывать и производить электрооборудование, которое соответствует потребностям рынка и по качеству, и по цене. Надо переходить на экспорт. Сейчас мы делаем шаги в этом направлении. У нас контракты с Кубой, есть перспективы по Узбекистану и другим странам СНГ. Традиционно хорошие связи с Белоруссией.

Еще одна задача – производить комплекты поставки оборудования, например, для строительства малых гидроэлектростанций, дизельных электростанций. И, конечно, инженерное обслуживание и сервис нашего оборудования. Мы должны каждую минуту знать, как оно работает у заказчика. Мы этим направлением занимаемся серьезно.

О семье и увлечениях

Для меня работа – главное увлечение. Если бы не работал, не знаю, жил бы или нет. Работа помогла мне выкарабкаться из тяжелой ситуации со здоровьем, в которой оказался в последние годы. А кроме работы... Люблю играть в шахматы. За неимением партнера, играю с компьютером. Каждый вечер после работы сажусь и играю. На дачу купил себе трехколесный велосипед, каждые выходные проезжаю 10–15 км. Общаюсь с детьми – у меня сын и дочь – и с внуками.

Ваша судьба – в собственных руках

В сложной обстановке сегодняшнего дня главное – осознание того, что только от нас зависит наше собственное благополучие и наших близких. Оглядываясь на прошедшие годы, я бы сказал, что не хватает идеологической работы. Этим хочу сказать, как важно говорить с людьми. К сожалению, не все понимают, что их судьба – в их собственных руках. Дерзайте, действуйте – и обязательно будут результаты и успех! ●

KEYWORDS: RUSELPROM, electrical equipment, fuel and energy complex, A.V. Glavatsky, machine tool building.



А.В. Гловацкий и глава концерна В.В. Дорохин



16-я Международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС / RPGC

23–26 апреля 2019
Москва · Крокус Экспо

РЕКЛАМА

mioge.ru



564
участника

36
стран

17 575
посетителей

55
мероприятий
деловой
программы

Организатор

ITE Москва
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru



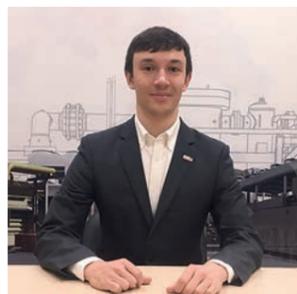
ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ И КОМПРИМИРОВАНИЯ НИЗКОДАВНОГО ПНГ



ЗНАЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ И КОМПРИМИРОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ЕГО ПОСЛЕДУЮЩЕЙ УТИЛИЗАЦИИ ПРЕДПОЛАГАЕТ ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО В ЭТОМ СЕГМЕНТЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. СПЕЦИАЛИСТЫ ГРУППЫ КОМПАНИЙ ЭНЕРГАЗ ВЫРАБОТАЛИ ДОСТАТОЧНО ПОЛНОЕ ПОНИМАНИЕ ПРОБЛЕМ, ВЫЗВАННЫХ СПЕЦИФИКОЙ РАБОТЫ С ПНГ, И ПРЕДЛАГАЮТ РЯД РЕШЕНИЙ НА ОСНОВЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНО ОБОСНОВАННОГО И МНОГОКРАТНО ПОДТВЕРЖДЕННОГО ОПЫТА

THE MEANING OF OIL-ASSOCIATED GAS PREPARATION AND COMPRESSION QUALITY FOR ITS UPCOMING UTILIZATION IMPLIES DEFINITE REQUIREMENTS TOWARDS RELIABILITY AND EFFICACY OF TECHNOLOGICAL EQUIPMENT APPLIED IN THIS OIL-AND-GAS BRANCH SEGMENT. THE ENERGAZ GROUP OF COMPANIES SPECIALISTS HAVE DEVELOPED SUFFICIENTLY COMPLETE UNDERSTANDING OF THE PROBLEMS CAUSED BY THE SPECIFICS OF WORKING WITH OAG AND PROPOSE A RANGE OF SOLUTIONS BASED ON PROFESSIONALLY INSIGHTFUL AND MANYFOLD CONFIRMED EXPERIENCE

Ключевые слова: компримирование газа, попутный нефтяной газ, утилизация газа, оборудование для подготовки газа, Энергаз.



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

Попутным нефтяным газом (далее – ПНГ) называют природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. С развитием инфраструктуры, необходимой для его рационального использования, снижается вынужденная надобность в его сжигании.

Последовательное повышение доли эффективного использования ПНГ открывает перспективы роста экономической и экологической результативности

нефтегазового сектора, а это, в свою очередь, выдвигает новые задачи для разработчиков и изготовителей оборудования газоподготовки.

Дальнейшее совершенствование технологического оборудования, обеспечивающего сбор, подготовку и переработку, расширяет возможности применения ПНГ как в различных отраслях промышленности, так и для собственных нужд в непосредственной близости от места добычи, включая автономную генерацию электроэнергии (фото 1).



ФОТО 1. Самая северная материковая ГТЭС – Восточно-Мессояхская – работает на низкодавленном попутном газе

КРИТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ С ПНГ

Назовем некоторые особенности работы с ПНГ, оказывающие критическое влияние на конструкцию оборудования и принимаемые решения в части технологии.

Изменение состава ПНГ в зависимости от периода и/или особенностей добычи газа

Попутный нефтяной газ, поступающий для дальнейшей подготовки, обладает свойством изменения состава с течением времени. Происходит это ввиду следующих факторов:

- На этапе разработки скважины и получения первичных проб газа, закладываемых в основу технологического оборудования, состав ПНГ может отличаться от реального состава газа в момент начала эксплуатации оборудования;
- Состав газа может меняться с течением времени из-за истощения месторождений;
- Газ может поступать на установки газоподготовки из нескольких источников (фото 2), и действительный состав газа будет зависеть от пропорций смешения ПНГ различного происхождения.

Высокая температура точки росы ПНГ

Начиная со второй и последующих ступеней сепарации нефти, содержание тяжелых углеводородов

C_{3+} выше в получаемом газе значительно выше по сравнению с ПНГ первой ступени сепарации. Данная особенность газа приводит к существенному повышению температуры точки росы. Учитывая возможность изменения состава газа с течением времени, этот фактор является существенным при проектировании установок газоподготовки, так как выпадение конденсата в количестве, превышающем расчетные показатели, увеличивает риск аварийных остановов оборудования и выхода его из строя.

Помимо тяжелых углеводородов в ПНГ может содержаться значительное количество воды, выпадение которой также возможно в процессе обработки газа.

Низкое давление среды на входе в оборудование газоподготовки

Низкое давление рабочей среды на входе в компрессорную установку (фото 3) относится к факторам, усложняющим проектирование, так как влечет следующие трудности:

- Ввиду того, что на входе в установку зачастую может возникать вакуум, при каждом останове оборудования происходит обратный ток газа во входной трубопровод, что нередко сопровождается уносом масла;
- При давлении газа на входе в КУ ниже атмосферного существует вероятность проникновения через неплотности трубопроводов атмосферного воздуха, а это существенно повышает опасность процесса газоподготовки.

Содержание в газе химических соединений

Практика показывает, что в попутном нефтяном газе зачастую содержатся химические соединения различного происхождения, не зафиксированные в характеристиках газа, на основании которых осуществляется проектирование оборудования.

Данная особенность может никак не проявляться в процессе работы оборудования, однако, при определенном стечении обстоятельств могут возникать предпосылки для попадания таких соединений в маслосистему компрессорной установки. Это приводит к образованию отложений



ФОТО 2. Алевинское месторождение (Сургутнефтегаз). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает ПНГ из нескольких источников



ФОТО 3. ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения. Компрессорные установки перекачивают попутный газ с отрицательными значениями по давлению на входе (от -0,02 МПа изб.)

в маслосистеме (характерный пример – забивание масляных фильтров при отсутствии механических загрязнителей).

Жесткие климатические условия в местах размещения оборудования

Большинство объектов, на которых используется ПНГ, расположено в северной части Российской Федерации, в том числе за полярным кругом (фото 4). В условиях крайне низких температур окружающей среды в зимний период и короткого, но жаркого лета, могут возникать ситуации, потенциально влияющие на надежность оборудования:

- Замерзание тонких трубопроводов системы отвода конденсата;
- Замерзание тонких трубопроводов маслосистемы;
- Повышенная температура в технологическом отсеке компрессорной установки в летние месяцы.

СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ

Многолетний опыт поставок технологического оборудования для подготовки попутного нефтяного газа хорошо послужил нам при выработке комплекса мер по устранению негативного влияния ряда особенностей работы с ПНГ. Выделим основные направления.

Индивидуальное проектирование оборудования

Ввиду того, что оборудование для компримирования газа обладает

рядом требований к качеству сжимаемой среды, таких как отсутствие механических примесей и капельной жидкости, необходимо особое внимание уделять предварительной подготовке ПНГ. Такие факторы, как широкий диапазон состава газа и его вариативность, высокая точка росы и наличие влаги в газе, требуют реализации следующих мер:

- Установка входного фильтра-скруббера с достаточным резервом по фильтрующим и сепарирующим характеристикам (рис. 1);
- Установка системы удаления конденсата из входного скруббера с применением



ФОТО 4. Установка подготовки нефти Варандейского м/р (ЛУКОЙЛ-Коми). Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья

вакуумных насосов или газа высокого давления с нагнетания компрессорной установки для эффективного отведения конденсата при низком давлении газа на входе в установку;

- Использование пробкоуловителя, если возможны залповые вбросы жидкости из системы трубопроводов и другого технологического оборудования.

Расчет технологического процесса внутри компрессорной установки

Преобладающее содержание тяжелых углеводородов существенно повышает температуру точки росы попутного нефтяного газа. Поэтому для обеспечения надежной бесперебойной работы оборудования необходимо проектировать все технологические процессы таким образом, чтобы в каждой точке температура среды была выше точки росы по воде и углеводородам, а условия для выпадения конденсата исключались. Практика показывает, что состав сжимаемого газа может меняться с течением времени ввиду различных факторов, и при расчете оборудования мы обязательно учитываем этот факт. Таким образом, прогнозируется и достигается первичная защита внутренних компонентов оборудования от выхода из строя.

В то же время, после завершения процесса сжатия для дальнейшей подготовки газа к транспортировке

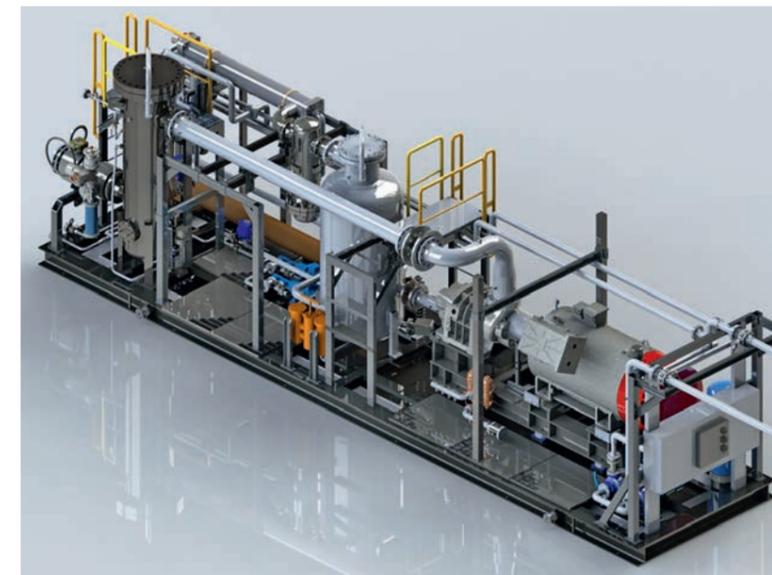


РИС. 1. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером (установки функционируют в составе ГТЭС Южно-Нурымского месторождения)

или подачи потребителю, предусматривается охлаждение газа в кожухотрубных теплообменных аппаратах со встроенным сборником конденсата, тем самым понижается точка росы ПНГ. В ряде случаев может применяться схема с рекуперативным теплообменным аппаратом, в котором газ после отделения конденсата подогревается за счет тепла, полученного в ходе компримирования. В итоге, на выходе из установки получаем газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, и соответственно при охлаждении газа в ходе транспортировки выпадения конденсата не происходит.

Применение специализированного масла в маслосистеме установок

В качестве дополнительного способа защиты наши специалисты выбрали применение в маслосистеме компрессорных установок специализированного масла марки ESTSYN, созданного на основе сложных эфиров. Это масло разработано совместно с командой технических и сервисных специалистов заводов-изготовителей компрессорных установок. Анализ данных о работе масла, полученных при опытной эксплуатации на компрессорных установках, сжимающих ПНГ, подтверждает следующее:

- Масло не вспенивается даже в условиях высокой цикличности циркуляции в маслосистеме (до 4 циклов в мин.);
- Устойчиво к насыщению тяжелыми углеводородами;
- Нивелирует коррозионную активность углеводородных газов;
- Имеет повышенную устойчивость к любым агрессивным примесям;
- Исключает лако- и шламообразование в маслосистеме и в компрессорном агрегате;
- Сохраняет свои эксплуатационные свойства в течение длительного периода использования;
- Адаптировано к применению в любых климатических условиях, включая экстремальные;

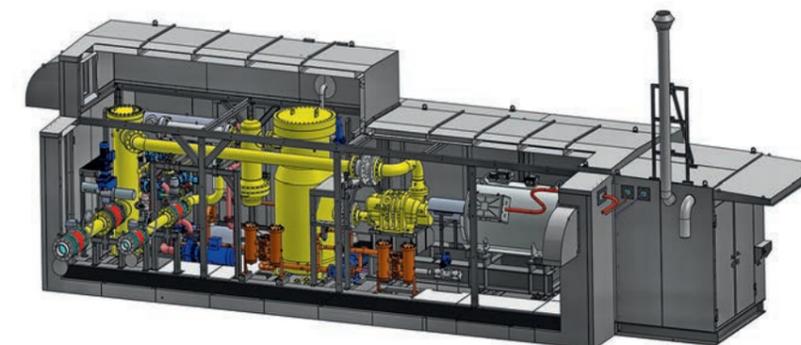


РИС. 2. Модель газодожимной установки в индивидуальном укрытии арктического типа для ГТУ-ТЭС Усинского месторождения

- Эффективно при компримировании газа различного типа и компонентного состава;
- Помогает поддерживать характеристики работы и состояние винтовых компрессоров без значимых изменений на протяжении установленного периода эксплуатационного периода между плановыми ТО.

Таким образом, применение специальных смазочных материалов при тщательном расчете всех технологических процессов, протекающих в установке, позволяет исключить риск выхода оборудования из строя по причинам, связанным с составом газа.

Подбор компонентов установок и проектирование систем собственных нужд

Для обеспечения работоспособности установок подготовки ПНГ в условиях крайне низких температур окружающего воздуха, мы предпринимаем следующие меры:

- Все технологическое оборудование и элементы системы управления размещаются внутри индивидуального укрытия (рис. 2);
- Укрытие оборудовано системой обогрева на основе электронагревателей с принудительной конвекцией воздуха внутри укрытия;
- Маслбак компрессорной установки оснащен погружным маслянагревателем;
- Наиболее критичные точки технологической схемы установки, такие как трубопроводы дренажа конденсата, при необходимости оборудуются системами обогрева на основе греющих кабелей.

ТАБЛИЦА. Действующие компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие НН ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

Регион	Месторождение	Объект	Кол-во КУ	Назначение установок	Давление ПНГ на входе, МПа (изб.)
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ДНС-3	2	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЦПС	1	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ДНС-2	1	транспортировка газа	-0,02
Ханты-Мансийский АО	Алехинское	ЦПС	4	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ЦКПН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Лянторское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ненецкий АО	Варандейское	УПН	3	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	г. Сургут	ПСР	1	транспортировка газа	0
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-3	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-9	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦППН	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	УПСВ (ДНС-2)	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	УКПГ (ЦПС)	1	транспортировка газа	0,02
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-1	2	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-2	3	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0,1
Республика Беларусь	Речицкое	КС	2	транспортировка газа	0,1
Ямало-Ненецкий АО	м/р Большехетской впадины	ТСЖУ	1	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Быстринское	УПСВ-2	2	транспортировка газа	0,15
Ханты-Мансийский АО	Ватьёганское	ЭСН (ГТЭС-72)	4	газоснабжение турбин	0,15
Томская область	Игольско-Таловое	ЭСН (ГТЭС-12)	2	газоснабжение турбин	0,17
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-36)	6	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	1	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ай-Пимское	ДНС	4	транспортировка газа	0,2
Ямало-Ненецкий АО	Восточно-Мессояхское	ЭСН (ГТЭС-84)	4	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Южно-Ватлорское	ДНС	2	транспортировка газа	0,2
Тюменская область	Южно-Нюрымское	ЭСН (ГТЭС-8)	2	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ульяновское	КС	2	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Могутлорское	ЦПС	1	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Чигоринское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ямало-Ненецкий АО	Верхне-Надымское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №2)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Биттемское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Восточно-Перевальное	ЭСН (ГТЭС-28)	1	газоснабжение турбин	0,3
Ненецкий АО	Южно-Хыльчуйское	ЭСН (ГТЭС-125)	4	газоснабжение турбин	0,35
Ханты-Мансийский АО	Тевлинско-Русскинское	ЭСН (ГТЭС-48)	3	газоснабжение турбин	0,35
Ямало-Ненецкий АО	Пяяхинское	УПН и КСУ	1	транспортировка газа	0,39
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Западно-Камынное	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Юкьяунское	ЭСН (ГТЭС-36)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Тромьеганское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,4
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЭСН (ГТЭС-144)	6	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	3	газоснабжение турбин	0,4
Новосибирская область	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	газоснабжение турбин	0,4

Помимо обеспечения надежной эксплуатации установок в зимний период, данное оборудование служит для обеспечения быстрого запуска оборудования в работу после длительного простоя без применения специальных дополнительных мероприятий по обогреву установок.

В летние же месяцы, когда температура окружающего воздуха даже в самых северных точках страны весьма высока, система вентиляции обеспечивает отвод избыточного тепла из технологического отсека компрессорной установки, а тепло, снимаемое на масляных и газовых охладителях, отводится в окружающую среду с помощью АВО (фото 6), спроектированного для работы в таких условиях.

Из-за отсутствия возможности использования сжимаемой среды или сжатого воздуха в качестве рабочей среды для приводов механизмов компрессорных установок, мы применяем электроприводную арматуру. В том числе на особо ответственных позициях технологической схемы применяется отказоустойчивая быстродействующая электроприводная арматура, позволяющая оперативно отключать установку по входу и выходу газа в случае аварийного останова, препятствуя уносу масла во входной коллектор. Такое техническое решение позволяет избежать невозвратных потерь масла и сохранить фильтрующие элементы входного фильтра-скруббера.

Для обеспечения безопасности технологического процесса нами



ФОТО 5. Вакуумные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» для ЦПС ДНС-3 Вынгапуровского м/р (Газпромнефть-ННГ) проектировались специально для НН ПНГ с давлением 0,001 МПа

используются специализированные системы контроля содержания кислорода в сжимаемом газе, что позволяет системе управления своевременно отреагировать на попадание воздуха в сжимаемую среду и завершить работу оборудования до возникновения каких-либо последствий.

Выводы

На сегодня 122 наши компрессорные установки (см. таблицу) задействованы в работе с низконапорным попутным газом (диапазон входного давления -0,02...0,4 МПа изб.). Из них 57 КУ функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 65 подготавливают НН ПНГ в

качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Опыт, нарабатанный в самых тяжелых условиях эксплуатации установок подготовки и компримирования газа, дал коллективу наших специалистов комплекс необходимых знаний, инженерных и организаторских навыков, позволяющих реализовывать эффективные решения с детальным учетом географии расположения объекта, вида рабочей среды и особенностей технологического процесса.

Каждый проект газоподготовки, выполняемый Группой компаний ЭНЕРГАЗ, индивидуален. При минимальных затратах применяются оптимальные решения, обладающие максимальным потенциалом эффективности и надежности. ●

KEYWORDS: *compression of gas, associated gas, waste gas, equipment for gas treatment, Energaz.*



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



ФОТО 6. Аппараты воздушного охлаждения (АВО) компрессорных установок

3D-ПАЛЕОГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ

формирования ловушки и областей улучшенных фильтрационно-емкостных свойств породы на примере Невского ПХГ

Пятахин Михаил Валентинович,
д.ф.-м.н., г.н.с.,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Пятахина Юлия Михайловна,
инженер,
ООО «Газприборавтоматика»

В РАБОТЕ ВЫПОЛНЕНО ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ И ДИНАМИКИ ОБРАЗОВАНИЯ ОБЛАСТЕЙ УЛУЧШЕННЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОДЫ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕВСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА (НОВГОРОДСКАЯ ОБЛ., РФ). ВЫЯВЛЕННЫ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРНОЙ ЛОВУШКИ ОБЪЕКТА ХРАНЕНИЯ ГАЗА – I ГДОВСКОГО ПЛАСТА. ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГДОВСКОГО ГОРИЗОНТА ВОССТАНОВЛЕНА С ПОМОЩЬЮ РАЗРАБОТАННОЙ 3D-ПАЛЕОГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. ПОКАЗАНО, ЧТО КРОВЛЯ ГДОВСКОГО ГОРИЗОНТА И СТРУКТУРНАЯ ЛОВУШКА I ГДОВСКОГО ПЛАСТА – НОВЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ, СФОРМИРОВАННЫЕ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ. ХАРАКТЕР ИХ ФОРМИРОВАНИЯ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ УНАСЛЕДОВАННЫМ. ИЗ-ЗА ДЕЙСТВИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СИЛ УЖЕ НА СЛЕДУЮЩЕМ ЗА ОБРАЗОВАНИЕМ ГДОВСКОГО ГОРИЗОНТА ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ЭТАПЕ К МОМЕНТУ ФОРМИРОВАНИЯ КОТЛИНСКОГО ГОРИЗОНТА ОБРАЗОВАЛИСЬ ОБЛАСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ РАСТЯЖЕНИЕМ И СДВИГОМ. ПРОЦЕСС РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ ПРОДОЛЖИЛСЯ НА ПОСЛЕДУЮЩИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЭТАПАХ. НА ПОЗДНИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЭТАПАХ ОБРАЗОВАЛИСЬ ОБЛАСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ СДВИГОМ, ПРИМЫКАЮЩИЕ К ОБЛАСТЯМ РАЗРУШЕНИЯ РАСТЯЖЕНИЕМ В ВИДЕ ВНЕШНИХ «КОЛЬЦЕВЫХ» ЗОН. РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА ПРИМЕНИМА ДЛЯ ДРУГИХ ПХГ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DEFINITION OF CONSISTENCY AND DYNAMICS OF FORMATION OF IMPROVED FILTRATION AND STORAGE CAPACITY IN A CARRIER BED FOR THE NEVSKY UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITY (NOVGOROD REGION, RF), HAS BEEN FULFILLED. CONSISTENCY OF STRUCTURAL TRAP FORMATION IN THE GAS STORAGE AREA – I GDOV CARRIER BED – HAS BEEN DETECTED. THE FORMATION HISTORY OF THE GDOV HORIZON HAS BEEN RESTORED WITH THE DEVELOPED 3D PALEOGEOMECHANIC MODEL. IT HAS BEEN SHOWN THAT THE I GDOV CARRIER BED TOP HORIZON AND THE TRAP ARE A NOVEL FORMATION IN RECENT TIMES. THE CHARACTER OF THEIR FORMATION IS NOT INHERITED. DUE TO TECTONIC FORCES ACTION, YET BY THE MOMENT OF THE KOTLIN HORIZON FORMATION, DAMAGE AREAS OF MINERALS HAD BEEN FORMED WITH STRETCHING AND FAULT. THE MINERAL DESTRUCTION PROCESS HAD BEEN CONTINUED AT THE CONSEQUENT GEOLOGICAL STAGES. THE MINERAL FAULT DESTRUCTION AREAS ADJACENT TO THE STRETCH DESTRUCTION AREAS WERE FORMED AT THE LATEST GEOLOGICAL STAGES AS OUTER "RING-LIKE" ZONES. THE METHOD DEVELOPED IS APPLICABLE TO OTHER NGS AND PRODUCTION FIELDS

Ключевые слова: подземное хранилище газа, пласт-коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, напряженно-деформированное состояние, трещиноватость, упругость.

Использование 3D-палеогеомеханического моделирования перспективно для оптимального размещения эксплуатационных скважин, определения путей миграции флюидов и других важных проблем разработки месторождений и эксплуатации ПХГ, включая рентабельность строительства скважин [1]. В настоящей работе с помощью разработанной 3D-палеогеомеханической модели проследим историю формирования гдовского горизонта Невского ПХГ. Определим закономерности формирования структурной ловушки объекта хранения газа – I гдовского пласта и кровли гдовского горизонта, а также закономерности и динамику образования областей улучшенных ФЕС породы пласта-коллектора.

Общие сведения о географическом положении и характеристиках Невского ПХГ приводятся в работе [2]. Объектом хранения газа является относительно тонкий I гдовский пласт (толщина от 2 до 12 м, порода – песчаник, входящий в состав гдовского горизонта (толщина от 48 до 102 м) и примыкающий к его подошве. Рассматривался промежуток геологического времени длительностью 650–680 миллионов лет от момента формирования гдовского горизонта [2] до современного этапа. 3D-палеогеомеханическая история Невского ПХГ изучается в выбранные моменты, соответствующие завершению формирования последующих за гдовским горизонтов, для которых имеется геологическая

ФАКТЫ

12 м

достигает толщина I гдовского пласта, являющегося объектом хранения газа

информация. Для построения 3D-палеоструктур и определения напряженно-деформированного состояния горных пород использовались глубины и абсолютные отметки в скважинах для следующих стратиграфических подразделений: гдовский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 898 м, возраст 650–680 миллионов лет), котлинский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 765 м), ломоносовская свита (средняя абсолютная отметка кровли 742 м, возраст 580 миллионов лет), тискрешский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 633 м), тремадокский ярус (средняя абсолютная отметка кровли 580 м), среднеордовикский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 388 м), пярнуско-наровский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 340 м, возраст 385 миллионов лет), швентойский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 157 м), бурегский горизонт (средняя абсолютная отметка кровли 70 м, возраст 370 миллионов лет).

РИС. 1. Форма кровли I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования гдовского горизонта

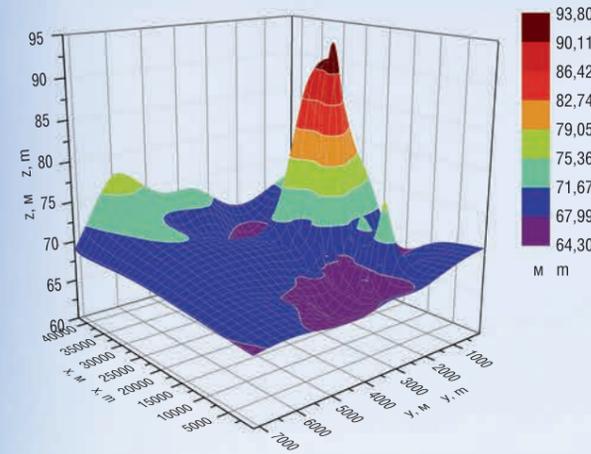


РИС. 2. Форма кровли I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования котлинского горизонта

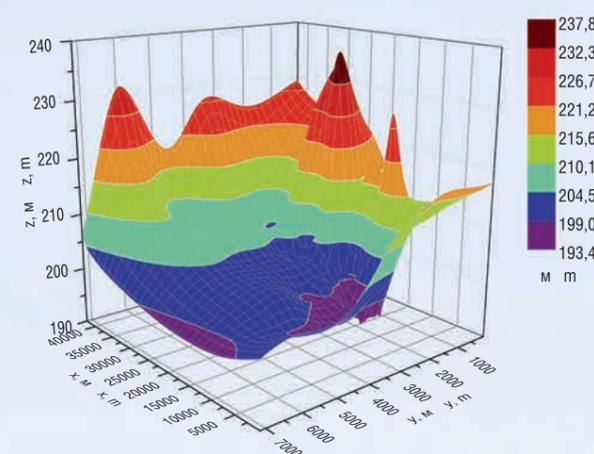
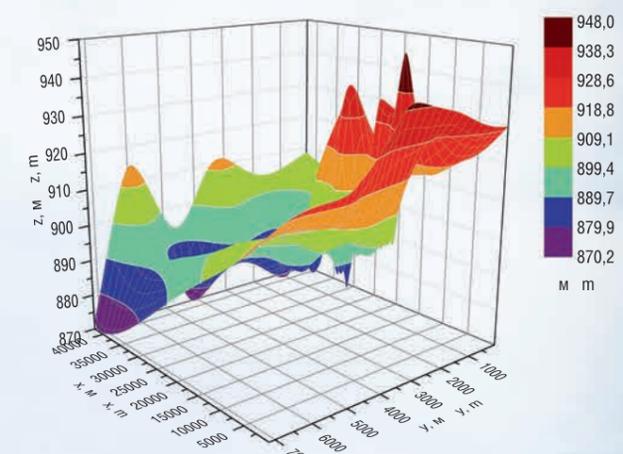


РИС. 3. Форма кровли I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования бурегского горизонта



Методика моделирования

Создание 3D-палеогеомеханической модели заключается в использовании палеоструктурных построений для определения смещений точек пласта на протяжении выбранного промежутка времени, а именно, на границах отдельных геологических этапов вплоть до современного. По найденным смещениям методами физики прочности находим деформации и напряжения в горной породе, а также области трещиноватости и улучшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Главное преимущество 3D-палеогеомеханической модели по сравнению с традиционными геомеханическими моделями заключается в учете действия тектонических сил, по своей величине сравнимых или даже превышающих силы, связанные с весом вышележащих горных пород.

Подробно техника 3D-палеогеомеханического моделирования изложена в работах [3–4]. Использовалась программа на алгоритмическом языке ФОРТРАН, разработанная авторами данной работы. При построении графиков использовалась коммерческая программа ORIGIN. В силу новизны методики публикации других авторов по 3D-палеогеомеханической модели в отечественной и зарубежной литературе отсутствуют.

С целью оптимизации расчетной сетки будем использовать условную систему координат, повернутую на 45° против часовой стрелки в горизонтальной плоскости относительно традиционной системы координат.

Моделирование палеоструктуры

Рассмотрим изменение формы кровли I гдовского пласта Невского ПХГ в течение промежутка времени, начиная с момента, когда был сформирован гдовский горизонт 650–680 миллионов лет назад, до современного этапа. Соответствующие 3D-палеоструктуры представлены на рис. 1–4 (здесь и далее вертикальная координата z для удобства

ФАКТЫ

102 м

достигает толщина гдовского горизонта

29,5 м

максимальный перепад отметок кровли I гдовского пласта на момент завершения формирования гдовского горизонта

отсчитывается вниз от уровня моря, 3D-рисунки повернуты на 180° относительно стандартного положения). Структурные ловушки соответствуют прогибам в нижних частях рис. 1–4.

Форма кровли I гдовского пласта на момент завершения формирования гдовского горизонта показана на рис. 1. Максимальный перепад отметок кровли составляет 29,5 м. В кровле I гдовского пласта сформировались два купола: первый – с амплитудой 3 м в юго-западной части Невского ПХГ, второй – с амплитудой 5 м в северо-восточной части хранилища.

К моменту завершения формирования котлинского горизонта форма кровли I гдовского пласта существенно изменяется (см. рис. 2 в сравнении с рис. 1). Величина максимального перепада отметок кровли достигает 44,4 м. Структурная ловушка в северо-восточной части Невского ПХГ расформируется, тогда как в юго-западной части хранилища сохраняется небольшой купол амплитудой 6 м.

В дальнейшем при переходе от одного геологического этапа к другому кровля I гдовского пласта претерпевает существенные изменения. Структурные ловушки могут как образовываться, так и расформировываться в различных областях пласта-коллектора.

К моменту завершения формирования бурегского

горизонта (см. рис. 3, 370 миллионов лет назад), предшествующего современному этапу, многократно происходила существенная перестройка формы кровли I гдовского пласта. При этом структурная ловушка, образованная в основном двумя крупными куполами, формировалась не там, где она находится на современном этапе, а в северо-восточной части Невского ПХГ (см. рис. 3). Амплитуда перепада отметок кровли I гдовского пласта составляет 77,8 м, а амплитуда куполов – 21 м.

Существенные изменения формы кровли происходят на всем протяжении рассматриваемого отрезка геологической истории территории Невского ПХГ, что справедливо как для I гдовского пласта, так и для включающего его гдовского горизонта.

Таким образом, характер формирования гдовского горизонта и I гдовского пласта на всем протяжении их развития нельзя считать унаследованным, поскольку схожести формы кровель при переходе от одного геологического этапа к другому не наблюдается.

Модель современного этапа

Очередное существенное изменение формы кровли I гдовского пласта наблюдается при переходе от момента завершения формирования бурегского горизонта (см. рис. 3) к современному этапу (см. рис. 4). Купола ловушки, существовавшие в северо-восточной части Невского ПХГ на момент завершения формирования бурегского горизонта, расформируются. Формируется современная структурная ловушка – объект хранения газа Невского ПХГ, образованная несколькими куполами, протянувшимися с юго-запада на северо-восток. Величина максимального перепада отметок кровли I гдовского пласта составляет 79,8 м, а амплитуда структурной ловушки, замкнутой в рассматриваемой области, – 17,5 м.

Форма кровли I гдовского пласта, примыкающего к подошве гдовского горизонта, характеризуется начальной неоднородностью на момент завершения формирования данного горизонта (см. рис. 1, 650–680 миллионов лет назад). Как часть гдовского горизонта I гдовский пласт «жестко» связан с ним. Целесообразно сравнить динамику кровли объекта хранения газа на ПХГ, I гдовского пласта, с динамикой кровли гдовского горизонта, вмещающего этот пласт, в характерные моменты, определяемые формированием последующих за гдовским горизонтов, вплоть до современного этапа.

При этом наблюдается схожесть формы кровель гдовского горизонта и I гдовского пласта. На протяжении рассматриваемого отрезка геологической истории гдовский горизонт деформируется и вместе с ним деформируется входящий в его состав I гдовский пласт. Схожесть формы их кровель на границах одних и тех же геологических этапов объясняется тем, что масштаб начальной неоднородности формы кровли I гдовского пласта, как правило, существенно меньше масштаба вариаций формы гдовского горизонта по

ФАКТЫ

680 млн

лет от момента формирования гдовского горизонта – длительность рассматриваемого промежутка геологического времени

мере формирования последующих за ним горизонтов. В качестве примера, иллюстрирующей указанную закономерность, на рис. 5 приведена форма кровли гдовского горизонта Невского ПХГ на момент завершения формирования бурегского горизонта (370 миллионов лет назад, см. рис. 3 для сравнения).

Таким образом, можно констатировать, что как современная кровля гдовского горизонта, так и структурная ловушка I гдовского пласта Невского ПХГ являются новыми образованиями, сформировавшимися на современном этапе.

Модель улучшенных ФЕС пласта-коллектора

Перейдем к рассмотрению на основе 3D-палеогеомеханической модели закономерностей и динамики образования областей улучшенных ФЕС породы пласта-коллектора Невского ПХГ.

Результаты для гдовского горизонта Невского ПХГ на последующий за его формированием момент завершения формирования котлинского горизонта приведены на рис. 6, где показана схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ. На схеме области с упругими деформациями пород обозначены желтым цветом, они составляют большую часть площади ПХГ. Красным цветом

РИС. 4. Форма кровли I гдовского пласта Невского ПХГ по абсолютным отметкам на современном этапе

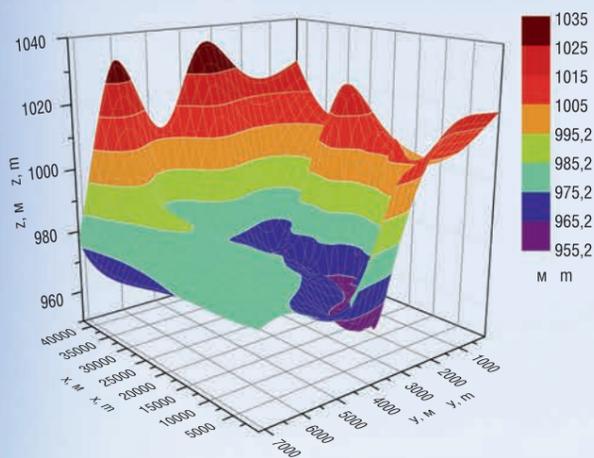
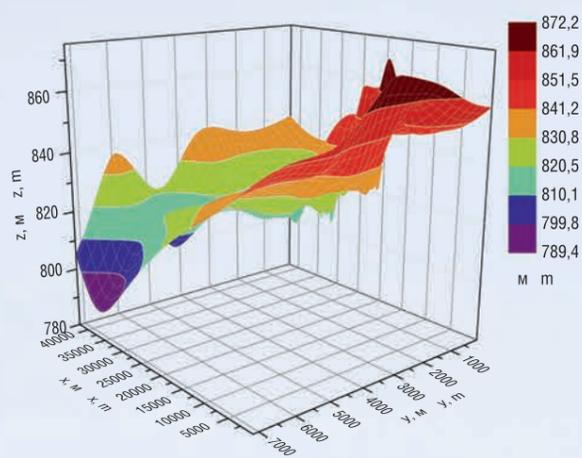


РИС. 5. Форма кровли гдовского горизонта Невского ПХГ на момент завершения формирования бурегского горизонта



обозначены области разрушения породы растягивающими напряжениями, они образуют сложную структуру из крупных «пятен» в левом нижнем и правом верхнем углах схемы ПХГ, а также у правой границы схемы. В дополнение к крупным имеется множество более мелких областей трещиноватости из-за разрушения растяжением, распределенных по площади структуры.

Таким образом, сделан вывод об образовании областей разрушения породы уже на самом раннем геологическом этапе, следующим после формирования гдовского горизонта.

Сам факт появления областей разрушения породы растягивающими напряжениями свидетельствует о значимости и величине тектонических сил, действующих от момента завершения формирования гдовского горизонта до момента завершения формирования котлинского горизонта. Эти тектонические силы в традиционных геомеханических моделях не учитываются. В то же время связанные с весом вышележащих горных пород напряжения, учитываемые в традиционных геомеханических моделях, на этом этапе еще сравнительно малы из-за небольшой глубины залегания. Найденные в полученной 3D-палеогеомеханической модели напряжения, связанные с тектоническими силами, заметно превышают обычно рассматриваемые напряжения, связанные с весом вышележащих горных пород.

Области разрушения сдвигом породы I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования котлинского горизонта обозначены на рис. 6 зеленым цветом. Они смещены от центра к левому нижнему углу схемы ПХГ и занимают значительно меньшую площадь по сравнению с областями разрушения породы растягивающими напряжениями. Сложная мозаика из сравнительно небольших пятен обусловлена изменчивостью палеорельефа в этих областях.

Новый результат, недоступный в традиционной геомеханической модели, состоит в том, что области разрушения сдвигом, как и

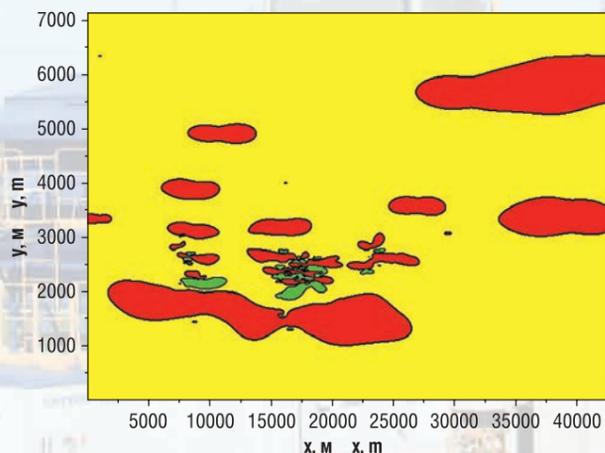
ФАКТЫ

22

ПХГ, включающих 26 объектов хранения, расположены на территории России*

растяжением, на этом раннем для рассматриваемой задачи геологическом этапе обусловлены действием тектонических сил. Именно тектонические силы обеспечивают наличие на структуре локальных небольших по площади областей сильного сжатия породы. Достигаемый уровень горизонтальных сжимающих напряжений, обусловленных особенностями палеорельефа, существенно превышает напряжения в традиционных геомеханических моделях, определяемые весом вышележащих горных пород.

РИС. 6. Схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования котлинского горизонта



желтый – область упругой деформации пород; зеленый – область разрушения пород сдвигом; красный – область разрушения пород растяжением

* Информация с сайта ПАО «Газпром».

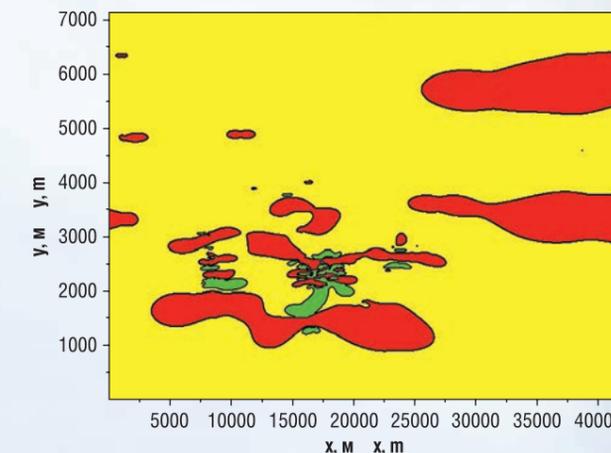
В последующие геологические периоды формирование областей трещиноватости породы I гдовского пласта Невского ПХГ характеризуются следующими особенностями (рис. 7–10).

При разрушении породы растягивающими напряжениями образуются структуры, включающие крупные области в левом нижнем и правом верхнем углах схемы ПХГ, а также у правой границы схемы. Такая локализация крупных областей разрушения породы растягивающими напряжениями характерна на протяжении всего рассматриваемого отрезка геологической истории продолжительностью 650–680 миллионов лет. Размеры этих областей разрушения растяжением отличаются в разных геологических периодах, могут как увеличиваться, так и уменьшаться. Наибольшей величины области в правом верхнем углу схемы ПХГ и у правой границы схемы достигают на момент завершения формирования тискреского горизонта (см. рис. 7). Минимальные размеры крупных областей разрушения растяжением наблюдаются на момент завершения формирования среднеордовикского горизонта (см. рис. 8). Причем на этом геологическом этапе область разрушения породы растяжением в левом нижнем углу схемы ПХГ разделяется на две отдельные части. В последующие геологические периоды эти две части снова объединяются в одну область, что видно на схеме областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования бурегского горизонта (см. рис. 9). Область разрушения растяжением в правом верхнем углу схемы ПХГ увеличивается по сравнению с моментом завершения формирования среднеордовикского горизонта (см. рис. 9 в сравнении с рис. 8). На современном этапе размеры крупных областей разрушения породы растяжением примерно такие же, как на момент завершения формирования бурегского горизонта (см. рис. 10 в сравнении с рис. 9).

На границах всех рассмотренных геологических этапов в дополнение к крупным имеется множество более мелких областей трещиноватости из-за разрушения растяжением, распределенных по площади структуры. Наибольшие размеры разбросанные по площади ПХГ области разрушения породы растяжением имеют на момент завершения формирования котлинского горизонта (см. рис. 6), а наиболее сложную форму – на момент завершения формирования тискреского горизонта (см. рис. 7). В последующие геологические периоды размеры этих разбросанных по структуре областей разрушения растяжением уменьшаются до момента завершения формирования среднеордовикского горизонта (см. рис. 8), а далее заметно не меняются, например, на момент завершения формирования бурегского горизонта (см. рис. 9) и на современном этапе (см. рис. 10).

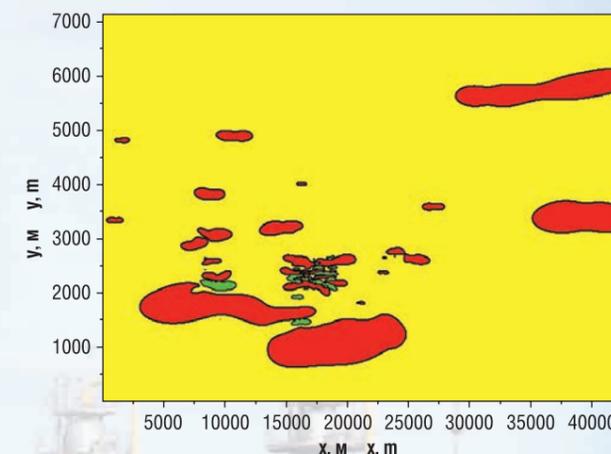
Как показывает анализ результатов 3D-палеогеомеханического моделирования для I гдовского пласта Невского ПХГ, разрушение породы сдвигом приводит к образованию, во-первых, отдельных небольших областей для

РИС. 7. Схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования тискреского горизонта



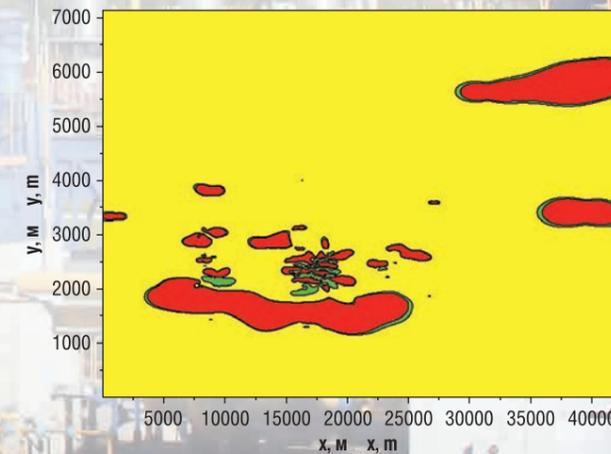
желтый – область упругой деформации пород; зеленый – область разрушения пород сдвигом; красный – область разрушения пород растяжением

РИС. 8. Схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования среднеордовикского горизонта



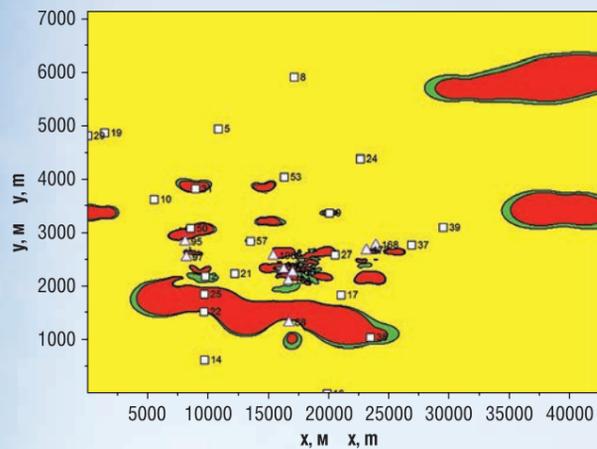
желтый – область упругой деформации пород; зеленый – область разрушения пород сдвигом; красный – область разрушения пород растяжением

РИС. 9. Схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на момент завершения формирования бурегского горизонта



желтый – область упругой деформации пород; зеленый – область разрушения пород сдвигом; красный – область разрушения пород растяжением

РИС. 10. Схема областей трещиноватости I гдовского пласта Невского ПХГ на современном этапе



желтый – область упругой деформации пород
зеленый – область разрушения пород сдвигом
красный – область разрушения пород растяжением
квадрат – разведочная скважина
треугольник – эксплуатационная скважина

всех рассмотренных геологических периодов, начиная с момента завершения формирования котлинского горизонта (см. рис. 6–10). На схеме ПХГ эта мозаика из относительно небольших пятен, имеющих значительно меньшую площадь по сравнению с областями разрушения породы растягивающими напряжениями, локализуется в левой нижней части схемы.

На всех геологических этапах, как отмечалось для момента завершения формирования котлинского горизонта, проявляется новый важный результат, который невозможно было получить в традиционной геомеханической модели, и состоящий в присутствии на структуре локальных небольших по площади областей разрушения сдвигом вследствие сильного сжатия пород.

Размеры этих локальных областей разрушения сдвигом изменяются на протяжении геологической истории. Так, на момент завершения формирования тискреского горизонта они достигают максимальной величины (см. рис. 7). Причем области разрушения породы сдвигом образуют перемычку, соединяющую области разрушения растяжением. В дальнейшем эта перемычка исчезает (см., например, рис. 8 на момент завершения формирования горизонта среднего ордовика), площадь локальных областей разрушения сдвигом уменьшается и впоследствии заметно не меняется (см. рис. 9–10).

Во-вторых, на более поздних геологических этапах проявляется другая разновидность областей разрушения породы сдвигом. Они примыкают в виде «кольцевых» зон к областям разрушения растяжением. Такие области проявляются к моменту завершения формирования бурегского горизонта (см. рис. 9) и особенно на современном этапе (см. рис. 10). Образование подобных областей связано с тем, что глубины залегания гдовского горизонта становятся существенными и возрастает вклад действующих на пласт сил, связанных с весом вышележащих пород.

Важность правильного и точного определения на местности областей разрушения породы на всех геологических этапах подтверждается тем,

ФАКТЫ

72,2

млрд м³ объем оперативного резерва газа российских ПХГ*

что расположение некоторых эксплуатационных скважин Невского ПХГ соответствует то зоне разрушения, то зоне упругой деформации в другой момент геологического времени. Так, скважина № 168 на современном этапе располагается в зоне упругой деформации породы (см. рис. 10), и в то же время ранее показано [3], что на момент завершения формирования пярнуско-нарковского горизонта она попадает в зону разрушения породы растягивающими напряжениями.

Таким образом, проведенная 3D-палеогеомеханическая реконструкция формирования гдовского горизонта Невского ПХГ позволяет детально локализовать трещиноватые области пласта-коллектора, в рассматриваемом случае I гдовского пласта, на границах каждого из рассмотренных геологических этапов. Полная картина областей трещиноватости и улучшенных ФЕС породы определяется наложением результатов для каждого отдельного этапа.

Для других ПХГ и месторождений методика, изложенная выше, может применяться с учетом конкретных горно-геологических условий. ●

Литература

1. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М., Степин Ю.П. Принятие решения о бурении скважины в условиях неопределенности: традиционный и 3D-палеогеомеханический подходы. // Газовая промышленность. № 7 (771) 2018 г., с. 72–78.
2. Давыдов А.Н., Рубан Г.Н., Шерстобитова Г.А., Хан С.А., Королев Д.С. Создание матрицы напряжений Гдовского горизонта Невского подземного хранилища газа для уточнения мест заложения эксплуатационных скважин. Георесурсы, № 4 (36), 2010, с. 35–39.
3. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М. Новый подход к геомеханическому моделированию для оптимизации разработки, бурения скважин, проведения гидроразрыва пласта // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2017. № 1 (29). С. 259–266.
4. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М. 3D-палеогеомеханическое моделирование – новый подход к разработке, бурению скважин, проведению гидроразрыва пласта // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 38–49.

KEYWORDS: *underground gas storage, reservoir, reservoir properties, stress-strain state, fracturing, elasticity.*

*Информация с сайта ПАО «Газпром».



Конференции компании EPC в России и странах СНГ в 2019 году



Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE, SHAPING BUSINESS

Техническая конференция: перспективы развития активов и манифест лидерства «ЛУКОЙЛ» в области переработки
 20-21 марта, Нижний Новгород

Развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств Республики Беларусь
 23-25 апреля
 г. Мозырь, Республика Беларусь



Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ
 19-20 июня
 Сочи, Горки Город

GTCC
 Газ и химия - 4-я технологическая конференция и выставка России и стран СНГ
 16-17 сентября, Москва

RPTC
 18-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ
 17-18 сентября, Москва

RRTC
 19-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ
 19-20 сентября, Москва

RU-CAT
 2-я конференция России и стран СНГ по технологиям катализа
 18-19 ноября, Сочи

Op-Ex Russia & CIS
 6-я Конференция по операционной эффективности в нефтегазохимической промышленности
 20-22 ноября, Сочи



РЕКЛАМА

П. ЗАВАЛЬНЫЙ: «Выставка «Нефтегаз» открывает бизнес-возможности»

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ РОССИЙСКОГО ТЭК – ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ» В ЭКСПОЦЕНТРЕ, В АПРЕЛЕ ЭТОГО ГОДА ОНА ТРАДИЦИОННО ОБЪЕДИНИТ ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА ДЛЯ ОБСУЖДЕНИЯ ПРОБЛЕМ ОТРАСЛИ, ПРОВЕДЕНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ДИАЛОГА И ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ОРГАНОВ ВЛАСТИ, БИЗНЕСА И НАУЧНОГО ОТРАСЛЕВОГО СООБЩЕСТВА. СЕГОДНЯ О ТЕНДЕНЦИЯХ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ, ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ И ВЫСТАВКЕ «НЕФТЕГАЗ» КАК ТРАДИЦИОННОЙ ПЛОЩАДКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СООБЩЕСТВА РАССКАЗЫВАЕТ ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИТЕТА ГОСДУМЫ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ

THE MAIN EVENT OF THE RUSSIAN FPC IS THE "NEFTEGAZ" EXHIBITION IN APRIL OF THE CURRENT YEAR, WILL TRADITIONALLY UNITE THE LEADING OIL-AND-GAS MARKET PLAYERS TO DISCUSS PROBLEMS OF THE BRANCH, CARRYING OUT A PROFESSIONAL DIALOGUE AND INTERACTION OF THE AUTHORITIES, BUSINESS AND THE SCIENTIFIC COMMUNITY OF THE BRANCH. TODAY PAVEL ZAVALNY, THE CHAIRMAN OF THE NATIONAL DUMA ENERGY PRODUCTION COMMITTEE TELLS ABOUT THE BRANCH DEVELOPMENT TRENDS, THE OIL-AND-GAS INDUSTRY PROBLEMS AND THE "NEFTEGAZ" EXHIBITION AS THE TRADITIONAL OIL-AND-GAS COMMUNITY AREA

Ключевые слова: выставка, нефтегазовая отрасль, диалоговая площадка, тенденции развития отрасли, топливно-энергетический комплекс.



Павел Завальный,
председатель
комитета Госдумы
по энергетике

– Какие основные задачи стоят перед возглавляемым Вами комитетом?

– Главная задача комитета – совершенствование законодательства в интересах устойчивого развития ТЭК России. И речь здесь не только о рассмотрении собственно законопроектов. Комитет – площадка, где есть возможность серьезного, глубокого обсуждения насущных проблем ТЭК, согласования интересов государства и участников отраслей с привлечением экспертного и научного сообщества, выработки предложений по снятию проблем,

касаются электроэнергетики, что подтверждает незавершенность идущей там более десяти лет реформы и сложность процесса. В части нефтегазового комплекса важнейшие темы на сегодня, на мой взгляд, – поддержка расширения использования газомоторного топлива, в том числе в виде сжиженного природного газа, эффективной газификации, развитие внутреннего рынка газа, совершенствование налогообложения НГК для поддержания и повышения эффективности нефтедобычи в условиях ухудшения структуры запасов, поддержка

Одна из важнейших задач на текущий созыв – создание в стране системы интеллектуального учета потребляемых энергоресурсов

подготовки качественных рекомендаций в адрес органов исполнительной власти, которые потом и ложатся в основу законодательных новаций. Что касается направлений работы, традиционно едва ли не половина законопроектов и мероприятий комитета

импортозамещения, в том числе развитие нефтесервиса, поддержка нефтегазопереработки, и особенно – нефтегазохимии. Одна из важнейших задач на текущий созыв – создание в стране системы интеллектуального учета потребляемых энергоресурсов. Без этого невозможно ни повышение

эффективности работы ТЭК, ни развитие энергосбережения, ни повышение платежной дисциплины. Работа идет, в конце 2018 года был принят закон, касающийся интеллектуального учета электроэнергии, есть поручение вице-преьера Д.Н. Козака о подготовке предложений по созданию аналогичного законопроекта для учета газа. Надеюсь, это произойдет уже в этом году.

Также актуальной задачей я считаю адаптацию национальных институтов ТЭК России к условиям функционирования в рамках формируемых общих рынков энергоресурсов ЕАЭС. Начало их работы не за горами, формирование нормативной базы идет, и важно не упустить момент. Комитет будет уделять этой работе большое внимание.

– Какие итоги и тенденции развития нефтегазовой отрасли Вы могли бы отметить?

– Главный итог и тренд – это устойчивое развитие ТЭК РФ. Это выражается в положительной динамике прироста ресурсной базы по углеводородам, в увеличении объема добычи газа и нефти, их экспорта, выработки электроэнергии.

В нефтяной отрасли в 2018 году добыли 556 млн т нефти, что на 10 млн т больше, чем в 2017 году

В нефтяной отрасли в 2018 году добыли 556 млн т нефти, что на 10 млн т больше, чем в 2017 году. Было введено в эксплуатацию 54 месторождения. В газовой отрасли также поставлен рекорд по добыче – 725 млрд куб. м, что на 5% больше прошлого года. Установлен исторический рекорд поставок газа в дальнее зарубежье – 201,7 млрд куб. м. В связи с вводом в эксплуатацию новых мощностей «Ямал СПГ», объем экспорта СПГ увеличился на 70% до почти 26 млрд куб. м. Рекорд поставлен и по выработке электроэнергии – рост составил 1,6% до 1091 млрд кВт-ч., что свидетельствует о росте спроса и появлении новых потребителей. Добыто угля около 433 млн т. Этого удалось достичь благодаря слаженной работе компаний ТЭК и мерам государственной поддержки.



Соответственно, в этом году и в дальнейшем предстоит движение в заданном направлении. В газовой отрасли продолжится работа над важнейшими инфраструктурными проектами. Значимым событием для нефтянки станет вступление в силу закона по НДД. Это

новая мотивирующая налоговая система нефтедобычи, которая даст большую перспективу его применения в интересах всей отрасли. Нефтегазовые компании ждут уже совсем другая модель развития и стимулирования нефтедобычи.

Что касается перспектив развития мирового энергетического рынка, 2018 год подтвердил тренды, четко обозначившиеся в последние два года. Прогноз Международного энергетического агентства до 2040 г. обещает рост годового потребления газа в мире почти до 5,4 трлн куб. м. Торговля газом вырастет к 2040 г. до 1289 млрд куб. м в год, предсказывает МЭА, более четверти всех мировых поставок будет обеспечивать Россия. На приоритетном сейчас

для российского газа рынке – европейском, где из-за падения собственной добычи доля импортного газа на газовом рынке ЕС вырастет до 86% уже к 2025 г., Россия сохранит позиции одного из наиболее конкурентоспособных, а потому крупнейших поставщиков газа. Что касается рынка СПГ, и здесь МЭА дает высокую оценку перспектив России, которая, по мнению агентства, нарастит экспорт СПГ на 60 млрд м³.

При этом специалисты подтверждают такие тренды, как рост энергоэффективности, усиление конкуренции производителей энергоресурсов, ускоренное развитие ВИЭ, волатильность и умеренный уровень цен на углеводороды. Соответственно, актуальными для компаний, в том числе и российских, остаются задачи снижения затрат, повышения эффективности, производства продукции с высокой добавленной стоимостью, внедрения новых технологий и завоевания новых ниш для своих энергоресурсов.

– Какие задачи стоят, на Ваш взгляд, перед российской газовой индустрией, удастся ли ей удерживать лидирующие позиции в мире?

В сохранении и усилении лидирующих позиций России

УДК 061

на мировом энергетическом рынке не сомневаюсь не только я, но и мировые эксперты, о чем я только что говорил. На европейском рынке мы видим некоторую смену установок Европы с безоговорочного стремления к скорейшему переходу на ВИЭ и электричество на более взвешенный, комплексный подход, использование преимуществ и ВИЭ, и разных видов газа, прежде всего – замещение угольной генерации газовой. И это, в сочетании со способностью России обеспечить конкурентную цену, надежность и безопасность поставок газа, дает нам право уверенно смотреть в будущее, развивая совместные инфраструктурные проекты к взаимной выгоде.

Если говорить о рынке АТР, сегодня доля экспорта российского газа в АТР составляет всего 6,5%, но мы стоим на пороге значительного рывка, и это касается как трубопроводного экспорта, так и СПГ. Проект Энергостратегии и планы компаний предусматривают рост российского экспорта на азиатском направлении к 2035 г. до 130–140 млрд м³ в год, то есть более чем в 9 раз.

Сегодня возможности поставок нашего газа в Азию ограничены прежде всего неразвитостью трубопроводной инфраструктуры. Регион получает главным образом СПГ, а Россия до последнего времени производила лишь небольшие его объемы. Сейчас все меняется по обоим направлениям.

Россия сохранит позиции одного из наиболее конкурентоспособных, а потому крупнейших поставщиков газа

В части трубопроводов к уже строящейся «Силе Сибири» могут добавиться еще несколько проектов для разных стран, а с запуском «Ямал-СПГ» в России началась новая эра этой индустрии. И это произошло в благоприятный для наших проектов момент. Еще недавно сектор спроса переживал период стагнации, многие полагали, что выход на рынок большого количества проектов приведет к превышению предложения над спросом. Это давило на текущие цены и цены контрактов на будущее. Но в то же время планы по развитию производства СПГ



стимулировали потенциальных потребителей ориентироваться на газ в своих энергостратегиях и создавать инфраструктуру. Сегодня сформировался новый баланс спроса и предложения, период стагнации спроса сменился периодом роста. По мнению Министерства энергетики, в период с 2024 по 2035 годы на рынке образуется свободная ниша в объеме примерно 200 млн тонн СПГ в год, и Россия имеет шанс занять до половины этой ниши. Наши планы амбициознее оценок МЭА.

В связи с этим перед Россией стоит задача максимизации дохода, получаемого государством от экспорта природного газа, создания модели взаимодополнения трубопроводных экспортных проектов и проектов СПГ, которая будет балансировать интересы страны, регионов и компаний.

Следующая важнейшая государственная задача – не просто монетизация имеющихся запасов газа, но и производство продукции с высокой добавленной стоимостью, что невозможно без ускоренного развития нефтегазохимии. Сейчас

в мире сложилась объективно благоприятная ситуация для этого. Государство, ставя перед отраслью задачу увеличения и модернизации производства, в последние годы уделяет особое внимание ее поддержке.

Следующая тема связана с импортозамещением в отрасли. Причем не только в добыче, в индустрии СПГ, но и в нефтегазосервисе, смежных обслуживающих отраслях. Роль государства здесь видится в создании условий для трансфера передовых технологий российским компаниям, стимулировании развития отечественных сервисных компаний, совершенствовании нормативно-правовой базы.

– Сегодня много говорят о переходе к Индустрии 4.0. Что Вы думаете об этом?

Четвертая промышленная революция, действительно, набирает обороты в мире. Речь идет не просто об автоматизации и роботизации производственных процессов, развитии Интернета вещей и цифровых технологий, но о кардинальной трансформации традиционных и инфраструктурных отраслей.

При этом, на мой взгляд, в нашей стране масштабного перехода к Индустрии 4.0 еще не происходит, скорее, сложилась некая предреволюционная

ситуация. У нас в экономике и энергетике есть некоторые черты и качества Индустрии 4.0. В то же время не закончены процессы предыдущей промышленной революции 3.0, например в части повышения производительности и эффективности производственных процессов, а также замещения централизованной модели индустрии распределенными структурами.

В рейтинге Всемирного экономического форума Россия занимает 41-е место по готовности к цифровой экономике и 38-е место по экономическим и инновационным результатам использования цифровых технологий. Занять более высокие позиции на глобальном цифровом рынке нам мешает низкий уровень инноваций, недостаточно развитые государственные и частные институты и финансовый рынок.

И тем не менее цифровизация уже глубоко проникла во все отрасли ТЭК. Лидерами здесь можно считать атомную отрасль и электроэнергетику. В нефтяной отрасли цифровые решения распространяются медленнее. При этом на фоне ухудшения структуры запасов и сокращения количества крупных открытий поддержание уровней добычи и повышение производительности связано именно с внедрением информационных технологий, интеллектуальным управлением, анализом и учетом. По мнению специалистов, только они позволят обеспечить снижение производственных издержек и аварийности, повысить

эффективность геологоразведки, капиталовложений в добычные проекты, в том числе по разработке ТРИЗ и повышению нефтеотдачи. Технологии «умных скважин» и «цифровых месторождений», сфера, где у наших нефтяников есть определенные успехи, по экспертным оценкам, позволяют снизить себестоимость эксплуатации месторождений примерно на 20%. По расчетам Yugon Consulting, к 2030 году цифровые технологии способны

Перед Россией стоит задача максимизации дохода, получаемого государством от экспорта природного газа

добавить к текущему уровню добычи около 155 млн тонн нефти, компенсировав объем выпавшей к тому времени добычи на истощенных месторождениях. Так что мы обязаны уделять внимание поддержке ускоренной цифровизации ТЭК.

Надо понимать, что без нее невозможно устойчивое и динамичное развитие экономики России в целом и инфраструктурных отраслей в частности. Задача ускорения цифровизации поставлена президентом РФ и зафиксирована в государственной программе «Цифровая экономика Российской Федерации» от 28 июля 2017 года № 1632-р.

– Выставка «Нефтегаз 2019» в ЦВК «Экспоцентр» на Красной Пресне – традиционная

диалоговая площадка нефтегазового сообщества. В чем, на Ваш взгляд, ее значение для отрасли?

– Значение любого выставочного мероприятия зависит от его качества. Понятно, что люди участвуют в форуме, выставке или конференции не только ради официальной повестки, но для общения в кулуарах, обмена информацией, договоров о будущей совместной работе.

В этом – в качестве контактов, общения, полученной информации, договоренностей, решений – и есть 80% успешности любого форума.

Сегодня конгрессно-выставочных мероприятий в сфере ТЭК, пожалуй, слишком много, и, на мой взгляд, должно произойти уменьшение их количества. При этом статус форумов, выставок и конференций, которые будут давать реальную отдачу, будет выше и выше. Особенно тех мероприятий, которые проходят под патронатом Министерства энергетики, других ведомств, Госдумы или серьезных корпораций, где обеспечивается высокий уровень представительства, качества подготовки материалов, проработки тематики обсуждаемых вопросов, итоговых решений.

Выставка «Нефтегаз», организованная АО «Экспоцентр», без сомнения, одно из таких мероприятий. Выставка на протяжении многих лет дает возможность продемонстрировать новейшие достижения нефтегазовых компаний, нефтесервисных компаний, нашей науки и промышленности в сфере импортозамещения и разработки новых технологий. Она открывает новые бизнес – возможности перед участниками, повышает качество деловых контактов, что, несомненно, способствует развитию и газовой промышленности, и смежных отраслей. И это очень важно. ●

KEYWORDS: exhibition, oil and gas industry, dialogue platform, industry development trends, fuel and energy complex.



РОССИЙСКИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ – 2019

БОЛЕЕ 8000 ВЕДУЩИХ ЭКОНОМИСТОВ И ПРЕДПРИНИМАТЕЛЕЙ, ЭКСПЕРТОВ И КОНСУЛЬТАНТОВ, ЖУРНАЛИСТОВ И ЭКСПОНЕНТОВ, РУКОВОДИТЕЛЕЙ КРУПНЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ, ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ ФЕДЕРАЛЬНЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ОРГАНОВ ВЛАСТИ ПРИНЯЛИ УЧАСТИЕ В РОССИЙСКОМ ИНВЕСТИЦИОННОМ ФОРУМЕ, КОТОРЫЙ ПРОХОДИЛ НА ПЛОЩАДКЕ ГЛАВНОГО МЕДИАЦЕНТРА ОЛИМПИЙСКОГО ПАРКА СОЧИ 13–15 ФЕВРАЛЯ

УДК 061

OVER 8000 LEADING ECONOMISTS AND ENTREPRENEURS, ADVISERS AND CONSULTANTS, JOURNALISTS AND EXPONENTS, MAJOR DOMESTIC AND FOREIGN COMPANY LEADERS, FEDERAL AND REGIONAL AUTHORITY REPRESENTATIVES TOOK PART IN THE RUSSIAN INVESTMENT FORUM WHICH WAS CARRIED OUT ON THE SOCHI OLYMPIC PARK MAIN MEDIA CENTER ON FEB 13 THROUGH 15

Ключевые слова: Российский инвестиционный форум, национальные проекты, соглашения, партнерство, международное сотрудничество.

Дирекция по работе со СМИ, Фонд Росконгресс

Центральную тему Форума – «Национальные проекты: от стратегии к действию» – затронул в своем выступлении на пленарном заседании премьер-министр Д. Медведев. Глава правительства заявил: «Национальные проекты – это единая матрица, в которую мы постарались уложить жизнь всей страны. Скажем прямо, никогда за историю современной России ничего подобного не делалось, такого сложного, масштабного, амбициозного. Все, что нам предстоит сделать для улучшения жизни людей, для обеспечения стратегического роста и развития страны в ближайшие шесть лет, сведено в показатели национальных проектов. Именно этим вопросам и посвящен наш форум».

В последний день на встрече с руководителями глав регионов премьер-министр проинформировал о том, что подписал постановление правительства о создании 14 территорий опережающего социально-экономического развития: 11 – в моногородах, 3 – в ЗАТО. «Это особенно важно сейчас, когда мы с вами начинаем работу по национальным проектам», – подчеркнул глава правительства.

В рамках деловой программы было проведено 71 мероприятие, на которых, по словам председателя Оргкомитета форума Д. Козака, прошло обсуждение «всей линейки



национальных проектов – от поддержки промышленности до социальных вопросов». На сессиях, круглых столах, деловых завтраках, в кейс-зоне шла речь о ключевых показателях нацпроектов и о том, как именно их реализация повлияет на развитие российской экономики и качество жизни россиян в 2018–2024 годах. Наряду с традиционными для Российского инвестиционного форума темами развития регионов в обширной программе обсуждались и новые направления, среди которых социальное предпринимательство, инновации в сфере благотворительности, повышение продолжительности здоровой жизни и лучшие практики социально-экономического развития. За время работы Форума было подписано 567 соглашений и протоколов о намерении на общую сумму 968,033 млрд рублей (учтены соглашения, сумма которых не является коммерческой тайной).

Справочно: в 2016 году было подписано 255 соглашений на 453,3 млрд руб., в 2017 году – 377 соглашений на 550,3 млрд руб., в 2018 году – 538 соглашений на 862 млрд руб.

Наиболее важные из них:

- Хабаровский край и АО «Русская медная компания» (РМК) подписали соглашение по освоению Малмыжского месторождения на сумму 115 млрд рублей;
- Ленинградская область и ООО «Приморский универсально-перегрузочный комплекс» подписали соглашение о намерениях по реализации инвестиционного проекта на территории, планируемой к созданию портовой особой экономической зоны, на сумму 90 млрд рублей;
- Курская область и ООО «АПХ "Мираторг"» подписали соглашение



- о сотрудничестве в рамках развития агропромышленного комплекса области, предусматривающего увеличение производственного потенциала предприятий агрохолдинга в регионе, на сумму 90 млрд рублей;
- «Щекиноазот» и Газпромбанк (АО) заключили соглашение об индикативных условиях финансирования проекта строительства установки по производству аммиака и карбамида на сумму 36,636 млрд рублей (550 млн долл. США);
- Ростовская область и ГК «ЮгСтройИнвест» подписали соглашение о строительстве жилого микрорайона с социальной инфраструктурой в Пролетарском районе города Ростова-на-Дону – экорайона «Вересаево» на сумму 24 млрд рублей;
- Саратовская область и ООО «Саратовские Биотехнологии» подписали соглашение о строительстве завода по глубокой переработке зерна пшеницы мощностью 250 тысяч тонн в год в Балашовском муниципальном районе области на сумму 20 млрд рублей (254 млн евро);
- Республика Башкортостан и ООО «Северная Нива Башкирия» подписали соглашение о создании четырех молочно-товарных ферм с общим поголовьем 15 400 тыс. голов коров дойного стада на сумму 17,4 млрд рублей;
- Московская область и ООО «Тепличный комплекс Подмосковье» подписали соглашение о намерениях в рамках реализации инвестиционного проекта по созданию тепличного комплекса на сумму 10,1 млрд рублей;
- АО «Управляющая компания Российского фонда прямых инвестиций» и United Green Group подписали соглашение о

- совместной реализации проекта по строительству завода по производству детских молочных смесей на сумму 10 млрд рублей;
- Рязанская область и ООО «Агрокомплекс Есенинский» подписали соглашение о взаимодействии при реализации проекта «Строительство на территории Рязанской области оптово-распределительного центра (ОРЦ)» на сумму 8 млрд рублей;
- г. Москва и АО «Р-Фарм» подписали соглашение о создании производства на площадке «Алабушево» в особой экономической зоне «Технополис Москва» на сумму 5 млрд рублей;
- Черноморский банк торговли и развития и ПАО «ГТЛК» заключили кредитное соглашение на сумму 4,596 млрд рублей (69 млн долларов США);
- Орловская область и ООО «ОРЁЛ» (ГК «Сыробогатов») подписали соглашение о реконструкции и модернизации предприятия на сумму 1,5 млрд рублей;
- Фонд Росконгресс, Российский фонд прямых инвестиций (РФПИ, суверенный фонд Российской Федерации) и АНО «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов» (АСИ) заключили соглашение о сотрудничестве для организации и поддержки работы проектного офиса «Агентство по привлечению инвестиций в субъекты РФ»;
- Российский экспортный центр, ВЭБ.РФ, ДОМ.РФ, Корпорация МСП и Mail.Ru Group подписали соглашение о создании единой электронной платформы для быстрого и облегченного доступа к господдержке;
- Ростуризм, Русское географическое общество, Краснодарский край, Совет министров Республики Крым,

г. Севастополь и Ростовская область подписали соглашение о сотрудничестве в сфере туризма. Рост количества участников Форума составил 30% по сравнению с 2018 годом. Самые многочисленные делегации (официальные лица и представители бизнеса) были из таких стран, как: США (115), Швейцария (49), Великобритания (38), Франция (36), Германия (35), Италия (25), Китай (25), Нидерланды (20), Япония (16). Среди высокопоставленных зарубежных политиков Форум посетили: Джансукх Эдуардович Нанба, Кабинет министров Республики Абхазия, вице-премьер-министр, министр финансов, Республика Абхазия; Адгур Амиранович Ардзинба, Министерство экономики, министр, Республика Абхазия; Даур Вадимович Кове, Министерство иностранных дел, министр, Республика Абхазия; Иван Акоста Монтальван, Министерство финансов и государственных кредитов, министр, Никарагуа. Российский инвестиционный форум – 2019 привлек на свою площадку не только глав филиалов крупных иностранных компаний в России, но и представителей международного бизнес-сообщества. География представителей бизнеса пополнилась такими странами, как Армения, Бельгия, Египет, Камерун, Малайзия, Узбекистан и ЮАР. Впервые Форум посетили представители торгово-инвестиционной палаты провинции Квазулу-Натал, ЮАР, при участии главного исполнительного директора Невилля Матджи и председателя Катарини Кронье. ●

KEYWORDS: Russian investment forum, national projects, agreements, partnership, international cooperation.

РОЛЬ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОСВОЕНИИ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ТРИЗ

ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ НАШЕЙ СТРАНЫ МОЖЕТ БЫТЬ ОТНЕСЕНА В ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, ОТРАЖАЮЩИЕ ИЕРАРХИЧЕСКУЮ СТРУКТУРУ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА И ЕГО МИНЕРАЛОГИЮ, ЛЕЖАЩИЕ В ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

A CONSIDERABLE PART OF CARBOHYDRATE RESOURCES IN OUR COUNTRY CAN BE RELATED TO PROBLEMATIC. NATURAL RESERVOIRS LITHOLOGIC-AND PETROPHYSICAL MODELS REFLECTING THE VOIDS HIERARCHIC STRUCTURE AND ITS MINERALOGY UNDERLYING PROBLEMATIC HYDROCARBON RESOURCES DEVELOPMENT ARE EXEMPLIFIED IN THE PAPER

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, литолого-петрофизические исследования, природные резервуары, запасы нефти, баженовская свита.

Постникова Ольга Васильевна, профессор, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, д.г.-м.н.

Постников Александр Васильевич, профессор, заведующий кафедры литологии, д.г.-и.н.

Козионов Артем Евгеньевич, ассистент, кафедра литологии

Казимиров Егор Тимурович, лаборант, кафедра литологии

Кузнецов Андрей Сергеевич, инженер, кафедра литологии

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

В настоящее время существенная часть всех запасов углеводородов на территории Российской Федерации может быть отнесена к группе трудноизвлекаемых. Факторами, определяющими отнесение запасов к этой группе, являются особенности структуры, текстуры пород, морфометрические характеристики их пустотного пространства, а также характеристики насыщающих их флюидов. Принято считать, что трудноизвлекаемые запасы в основном связаны с породами баженовской свиты Западной Сибири и доманикоидами Волго-Урала. Однако к породам-коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами можно отнести рифейские доломиты запада Сибирской платформы, значительную часть карбонатных продуктивных отложений Восточной Сибири, Тимано-Печорской провинции, поздне меловые отложения Западной Сибири, хадумские отложения Предкавказья и т.д.

Каждый из перечисленных геологических объектов обладает уникальными свойствами пустотного пространства, что во многом определяет сложности освоения находящихся в них углеводородных скоплений. Современные технологии лабораторных исследований структуры пород и их минерального состава позволяют детализировать эти характеристики до микронного и субмикронного уровня.

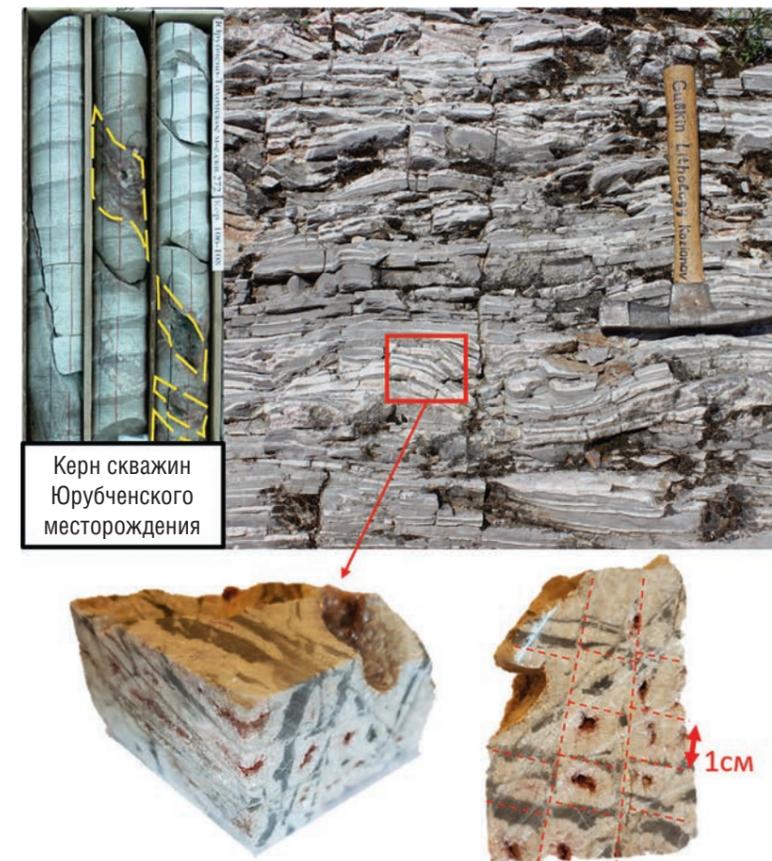
Но эти исследования, впрочем, как и большинство других литологических исследований, носят точечный характер. В связи с развитием в последние годы высокотехнологичных оптических и электронных аналитических систем наблюдается некоторый перекос в сторону супердетальных точных исследований. Эти исследования, безусловно, крайне важны, но одной из главных проблем является создание новых разномасштабных литолого-петрофизических моделей природных резервуаров, отражающих неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств и минерального выполнения поровых каналов как в микро-, так и в макрообъемах.

Существенно сужают наши представления о структуре и свойствах природных резервуаров ограниченные объемы ядерного материала. Особенно отчетливо это проявляется при сравнении результатов изучения ядра и естественных обнажений горных пород (рис. 1).

При изучении ядра скважин, вскрывающих продуктивные отложения рифейских доломитов на западе Сибирской платформы, очень трудно выявить закономерности распределения кавернового и трещинового пространства. Хотелось бы отметить, что для продуктивных отложений рифея в целом характерны очень низкие значения

УДК 622.013

РИС. 1. Закономерности распределения пустотного пространства в продуктивных отложениях в рифейском природном резервуаре



проницаемости и пористости, а распределение каверн и трещин представляется довольно хаотичным. При изучении стратиграфических аналогов продуктивных отложений рифея в обнажениях отчетливо видно, что как системы трещин, так и системы каверн подчиняются четким закономерностям (рис. 2).

Достаточно ярко проявляется иерархичность систем трещин, определяющих блоковую структуру рифейского резервуара. Очевидно, что при тех или иных техногенных воздействиях на рифейские резервуары, эти системы трещиноватости будут во многом определять гидродинамику продуктивного пласта. Особенности распределения каверн и трещин в рифейском резервуаре обуславливают осложнения в процессе бурения и вскрытия продуктивных пластов.

Другой яркий пример слабопроницаемых нефтегазоносных отложений являют собой кремнистые отложения позднего мела, широко развитые на территории севера Западной Сибири (рис. 3). Значения

пористости в них достигают 30–40%, а проницаемости не превышают единиц миллиарда. В связи с этим задача создания искусственных систем проницаемости в этих породах является крайне актуальной. При этом пока абсолютно не исследовано, как через систему искусственных трещин будут взаимодействовать крайне неравномерно распределенные объемы пустотного пространства. Диапазон изменения размеров пустот в этих породах очень широк от 1 до 100 мкм. Интересно отметить, что распределение объемов пустотного пространства в поздне меловых кремнистых породах во многом контролируется процессами биотурбации.

Особую проблему, очень мало обсуждаемую при создании технологий освоения природных резервуаров с трудноизвлекаемыми запасами, представляет минералогия пустотного пространства. Часто в такого рода резервуарах в пустотном пространстве наблюдается широкий спектр вторичных минералов, которые коренным образом меняют его свойства.

Так, в уже упоминавшихся продуктивных рифейских доломитах пустотное пространство часто

РИС. 2. Закономерности распространения фильтрационно-емкостного пространства в карбонатном резервуаре аладьинской свиты на р. Иркинеева. Пролосы с массовым развитием пустот выщелачивания (обозначено стрелками). Пунктирные линии – ортогональная система трещин



РИС. 3. Неоднородность распределения пустотного пространства в пористой зоне биотурбации кремнистых продуктивных отложений позднего мела Западной Сибири

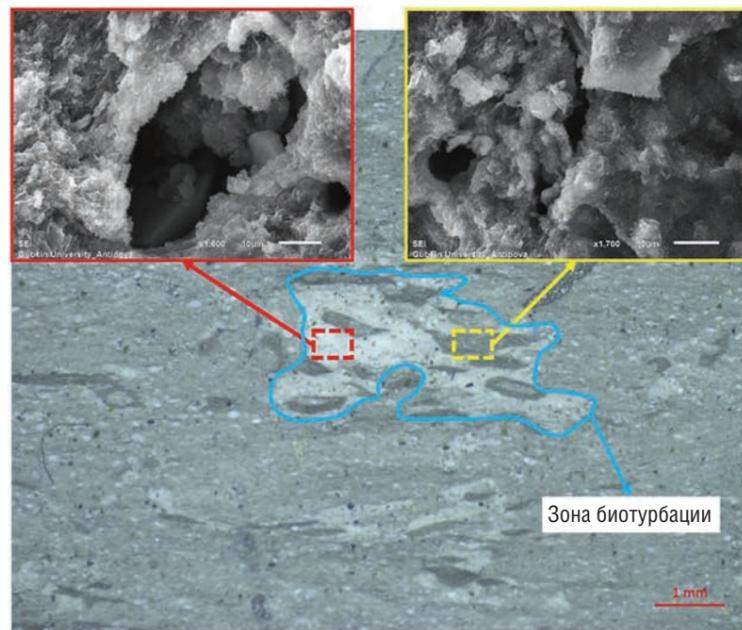
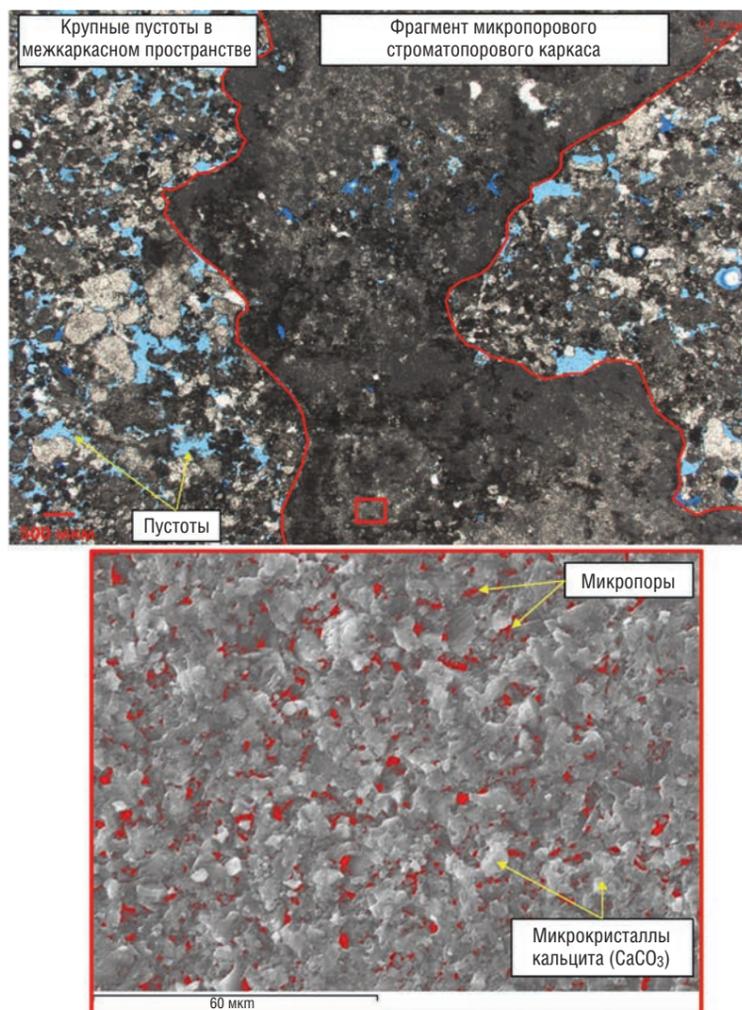


РИС. 4. Неоднородность распределения пустотного пространства в строматопоровых известняках продуктивных отложений девона Тимано-Печорской провинции



практически полностью выполнено тонкой пленкой гематита, и фильтрация как пластового, так и техногенного флюида происходит не по легкорастворимым карбонатам, а по слабо подверженным процессам растворения гематитовым кристаллам.

Интенсивная сульфатизация и окремнение в породах-коллекторах часто приводят к неэффективности кислотных обработок.

Для карбонатных пород-коллекторов практически любого возраста характерно большое разнообразие генетических типов пустотного пространства с разными морфометрическими характеристиками. В частности, в девонских карбонатных породах-коллекторах Тимано-Печорской провинции, представленных строматопорово-водорослевыми известняками, выделяются: поры, каверны, внутриформенные открытые поры, внутриформенные закрытые поры, микропористость, заполненная дисперсным органическим веществом (рис. 4).

Различные генетические типы пустот обладают резко различающимися морфометрическими параметрами. Основной объем пустотного пространства в известняках строматопорово-водорослевых связей с внекаркасным пространством. Каркасное пространство также имеет собственный объем пустот, преимущественно закрытого типа. Внекаркасное и внутрикаркасное пустотные пространства имеют низкую степень связности. Различные генетические типы пустотного пространства обладают специфическим характером насыщения органическим веществом. Различия в морфометрических характеристиках и характере насыщения пустотного пространства органическим веществом во многом определяют поверхностные свойства коллектора и соответственно особенности фазовой проницаемости.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в основу технологий освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов должны быть положены разномасштабные литолого-петрофизические модели природных резервуаров, отражающие иерархическую структуру пустотного пространства и его минералогию. ●

KEYWORDS: *hard-to-recover reserves, lithological and petrophysical studies, natural reservoirs, oil reserves, Bazhenov formation.*

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов



Подписной пакет	Количество номеров	Цена, ₽
Печатная + Электронная (PDF) + Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 номер 2019 г.	1	1 590
I полугодие 2019 г.	8	15 990
II полугодие 2019 г.	7	13 990
Годовая подписка на 2019 г.	15	29 980
Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 статья номера 2019 г.	–	190
1 номер 2019 г.	1	990
I полугодие 2019 г.	8	6 990
II полугодие 2019 г.	7	5 990
Годовая подписка на 2019 г.	15	12 980
Печатная + Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2019 г.	1	1 290
I полугодие 2019 г.	8	9 990
II полугодие 2019 г.	7	8 990
Годовая подписка на 2019 г.	15	18 980
Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2019 г.	1	290
I полугодие 2019 г.	8	1 990
II полугодие 2019 г.	7	1 890
Годовая подписка на 2019 г.	15	3 980

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издание и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Межрегиональное агентство подписки (МАП) | подписной индекс 11407

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

ЧИСЛЕННАЯ МОДЕЛЬ

неравновесной фильтрации как инструмент исследования массообменных процессов газоконденсатных систем



Ковалев Андрей Леонгардович, заведующий сектором математического моделирования, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н.



Шеберстов Евгений Викторович, главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н.

В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕН ЧИСЛЕННЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ С УЧЕТОМ КОНЕЧНОЙ СКОРОСТИ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА. ВЫПОЛНЕНА ВЕРИФИКАЦИЯ МЕТОДА И КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ВЛИЯНИЯ НЕРАВНОВЕСНОСТИ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА НА РЕЖИМ ТЕЧЕНИЯ В ОКРЕСТНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ. ПОКАЗАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА В КАЧЕСТВЕ РАСЧЕТНОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ОПЫТОВ НА КЕРНОВОЙ МОДЕЛИ

A NUMERICAL METHOD FOR CALCULATION OF GAS CONDENSATE MIX FILTRATION CONSIDERING THE PHASE TRANSITION FINAL RATE IS PROPOSED IN THE PAPER. VERIFICATION OF THE METHOD AND COMPUTER SOFTWARE HAS BEEN COMPLETED. PHASE TRANSITION INEQUILIBRIUM INFLUENCE UPON THE MODE OF THE CURRENT IN THE VICINITY OF A GAS CONDENSATE DRILLED WELL HAS BEEN EXEMPLIFIED. FEASIBILITY OF THE METHOD USE AS A CALCULATION TOOL FOR PLANNING AND KERN MODEL EXPERIMENTS RENDERING

Ключевые слова: *неравновесная фильтрация, ретроградная конденсация, газоконденсатная скважина, интенсивность фазового перехода, локальное равновесие, численная модель.*

УДК 550. 832

Известно, что разработка газоконденсатных залежей сопровождается фазовыми переходами (ретроградная конденсация, прямое испарение). В коммерческих продуктах (Eclipse и др.), при моделировании этих переходов предполагается, что между фазами постоянно существует термодинамическое равновесие, соответствующее текущему пластовому давлению и температуре. То есть, изменение фазового состояния происходит мгновенно, одновременно с изменением давления.

Вместе с тем уже более 50 лет ведутся лабораторные исследования, показывающие, что для установления равновесия необходимо определенное время, иногда значительное. Так, в работе [1] показано заметное влияние скорости снижения давления в сосуде с газоконденсатной смесью на количество извлеченного конденсата. Оценки, полученные на основе экспериментальных данных, показали, что эффект

неравновесности должен проявляться в окрестности скважины в радиусе нескольких метров.

В последующие годы был проведен целый ряд подобных исследований. Одна из последних работ выполнена китайскими исследователями [2], в ней приведены опыты по снижению давления в сосуде, содержащем смесь газообразных углеводородов и паров воды. При максимальном темпе отбора газа из сосуда PVT количество отобранного конденсата оказалось на 6,4 % больше чем при минимальной скорости отбора газа.

Заметим, что в большинстве экспериментов неравновесность фазового перехода исследовалась в сосудах. Опыты в фильтрационном потоке (через упаковку стеклянных шариков) выполнены в работе [3], в которой показана сложность эксперимента и большие трудности экспериментального изучения влияния различных факторов (скорости фильтрации, состава смеси и т.п.) на показатели,

представляющие практический интерес.

Удобный инструмент для изучения различных проявлений неравновесности представляет адекватная компьютерная модель, которая позволяет перенести результаты опытов на керне на реальные масштабы. Известно несколько попыток учесть конечную скорость фазового перехода в математических и численных композиционных моделях фильтрации [4–8]. В качестве исходной математической модели n -компонентной смеси в этих работах принята система $2n$ уравнений материального баланса: n уравнений для компонентов жидкой фазы и столько же для газовой фазы. В упомянутых выше стандартных композиционных моделях исходная система включала n дифференциальных уравнений материального баланса для компонентов в смеси и столько же функциональных уравнений, выражающих условие термодинамического равновесия. Таким образом, модель неравновесной фильтрации существенно сложнее равновесной модели.

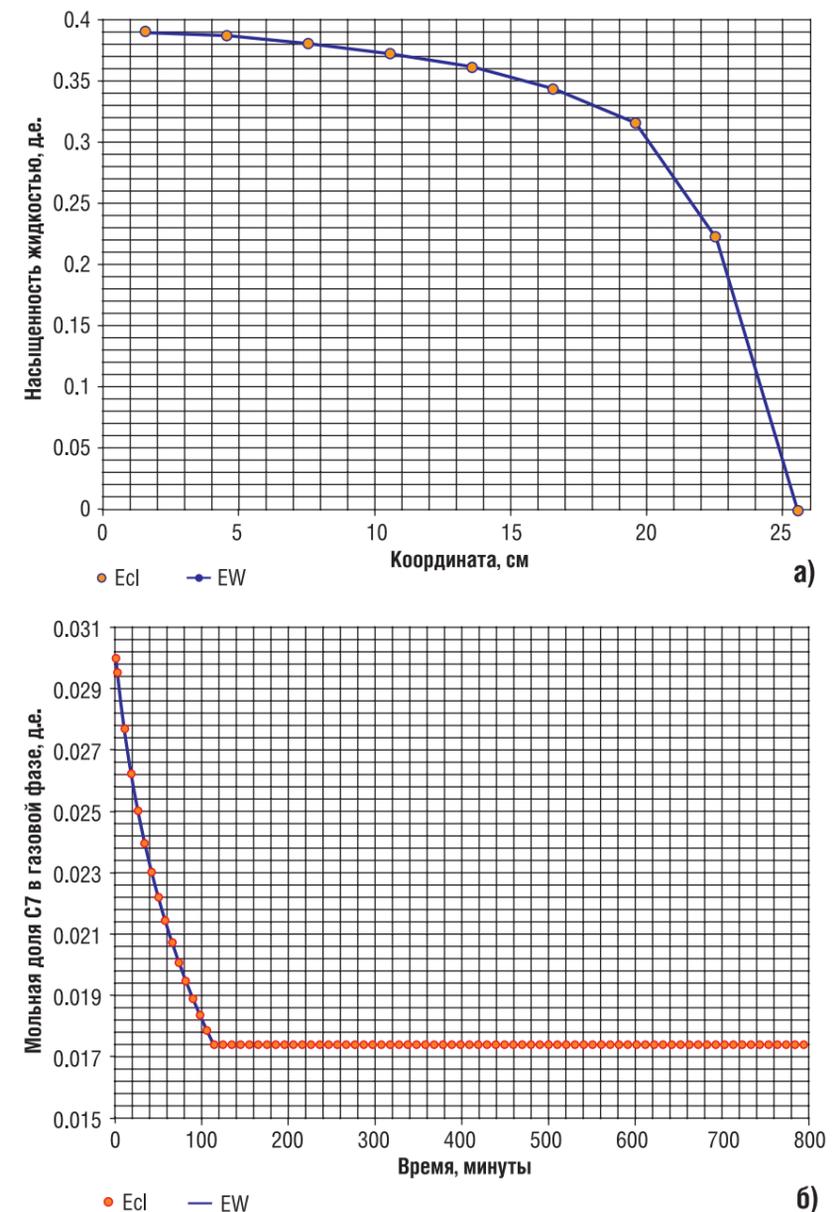
Модели указанных авторов отличаются выбором формы обменного члена, входящего в уравнения баланса и выражающего скорость межфазного перехода компонентов. В настоящей работе принята следующая форма:

$$\Pi_i^G = -\Pi_i^L = \lambda_i(\mu_i^L - \mu_i^G) = \lambda_i \Delta \mu_i \quad (1)$$

Здесь Π_i^G – интенсивность перехода i -го компонента (конденсация или испарение) в газовую ($\alpha = G$) или в жидкую ($\alpha = L$) фазу, λ_i – кинетический коэффициент, μ_i^G – химический потенциал i -го компонента в фазе α . Кинетический коэффициент зависит от размеров и формы областей, занятых фазами, и от величины межфазной поверхности. Предполагается, что каждая фаза находится в равновесном состоянии и справедливы формулы для вычисления химических потенциалов. Условия равновесия между фазами не выполнены.

Диффузия компонентов внутри фаз не учитывается, т.е. предполагается, что все компоненты фазы движутся с одинаковой средней по полному сечению скоростью, выражаемой законом Дарси.

РИС. 1. Сопоставление результатов разработанной численной модели (EW) с Eclipse 300 (Ecl)



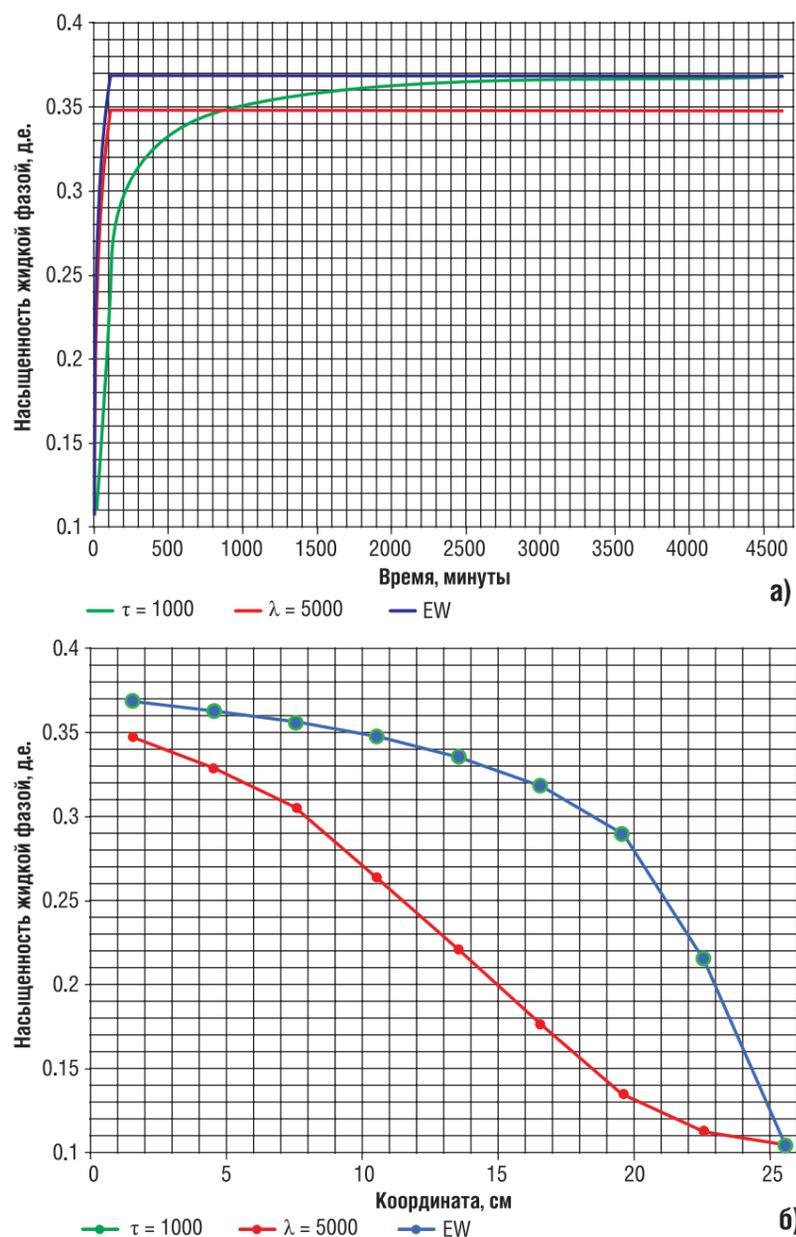
Численная модель в настоящей работе получена на основании конечно-разностной аппроксимации системы балансных уравнений. Использован метод контрольного объема, приведший к консервативной полностью неявной схеме. Для одномерной фильтрации система конечно-разностных уравнений выглядит следующим образом:

$$\Delta V_j \cdot [(\rho_i^G)^{n+1} - (\rho_i^G)^n] = \Delta t^{n+1} \cdot [(G_i^G)^{n+1} - (G_i^G)^n + (\Pi_i^G)^{n+1}]. \quad (2)$$

Здесь верхним индексом n указан номер шага по времени; индексом j отмечен номер ячейки модели,

индексом $j \pm 1/2$ отмечены границы между ячейками; ΔV – объем ячейки; ρ_i^G – мольная плотность компонента (число молей в единице объема пласта). Мольный расход на границах между ячейками G_i^G выражается конечно-разностной аппроксимацией закона Дарси. Для вычисления летучестей и мольных объемов фаз использовалось уравнение Пенга–Робинсона, вязкость вычислялась по корреляции Лоренца–Брея–Кларка. Для численного решения системы разностных уравнений применялся метод Ньютона. Компьютерная программа написана на языке программирования VBA.

РИС. 2. Динамика насыщенности жидкостью выходной ячейки и профили насыщенности на стационарном режиме в расчетах с различными моделями фазовых переходов (EW – локально-равновесная модель, λ – полная неравновесная модель, τ – по схеме [9, 10])



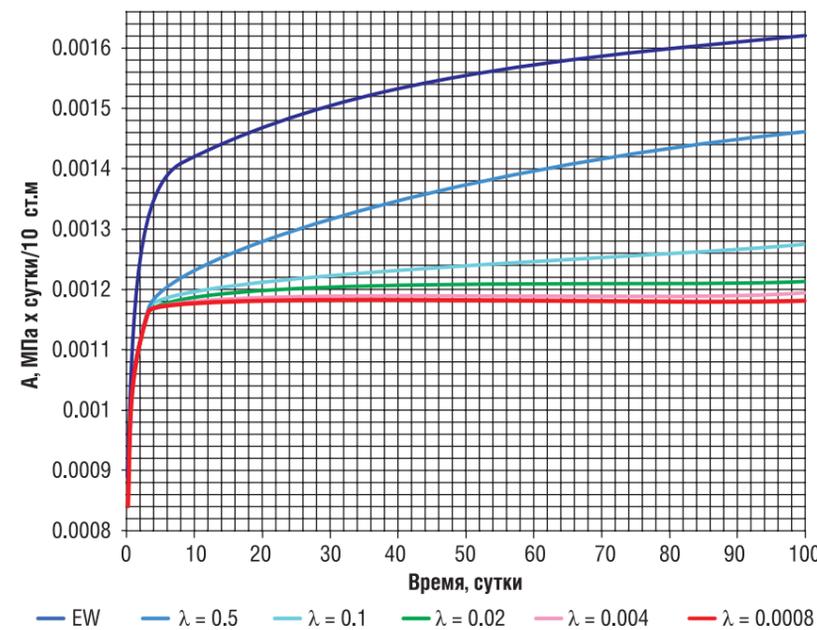
Флюидальная система в приводимых далее примерах представлена четырехкомпонентной смесью C_1H_4 , C_3H_8 , C_5H_{12} , C_7H_{16} . Начальный процентный состав, соответственно 67, 22, 8, 3. Потенциальное содержание углеводородов C_{5+} – 404,1 г/м³, Давление начала конденсации – 13,92 МПа, давление максимальной конденсации – 12,30 МПа, максимальная насыщенность жидкой фазой при контактной конденсации – 19,37%, температура – 65°C. Рассматривается одномерное

течение. При моделировании выхода на стационарный режим фильтрации в последней ячейке за счет выбора большого фиктивного значения пористости создавались запасы, обеспечивающие поступление флюида через границу с предпоследней ячейкой практически с постоянным давлением. Численная модель была протестирована сопоставлением с равновесной композиционной моделью коммерческого симулятора Eclipse 300 на линейной модели, имитирующей керновую модель. Модель инициализирована

при давлении 13,93 МПа в однофазном газовом состоянии. Давление на выходе модели равномерно снижалось до значения 12,5 МПа в течение 114,4 минут, затем поддерживалось на этом уровне с выходом на стационарный режим; расчет выполнен при нулевой критической насыщенности жидкостью. Для получения решения, близкого к равновесному, потребовалось выполнить моделирование для достаточно большой интенсивности межфазного обмена ($\lambda = 10^{11}$ г × моль/сут). На рис. 1 сопоставлены результаты моделирования по конечно-разностной схеме (2) и коммерческой программе Eclipse 300: (а) – профиль насыщенности на стационарном режиме и (б) – динамика мольной доли компонента C_7 в выходном элементе модели. Можно видеть практически полное совпадение. Такое же совпадение получено и для всех прочих показателей, соответствующие графики не приведены из соображений экономии печатной площади. Выполненная верификация позволяет рассматривать созданную численную модель как расчетный инструмент для оценки влияния неравновесности фазового перехода в рамках принятой математической модели.

В качестве первого примера применения новой модели на рис. 2 показаны результаты моделирования выхода на стационарный режим фильтрации смеси в керновой модели. В начальный момент пластовая система находится в двухфазном состоянии при давлении 13,8 МПа. При $t > 0$ давление в выходном сечении равномерно снижается до 12,5 МПа в течение 104 минут и далее поддерживается на этом уровне. Кинетический коэффициент равен 5000 г × моль/сут для всех ячеек. Видно, что как в равновесном, так и в неравновесном режиме выход на стационарный режим происходит быстро, практически сразу после стабилизации давления в выходном сечении. Расчетная величина насыщенности жидкостью в выходной ячейке на установившемся режиме в неравновесном случае ниже, так как жидкая фаза «не успевает» выпасть в количестве, соответствующем равновесному процессу. Особенно заметно влияние неравновесности

РИС. 3. Моделирование влияния неравновесности на линейное фильтрационное сопротивление (результаты ГДИС)



проявилось в различии значений насыщенности в средней части модели. При одинаковом перепаде давления наблюдается незначительное превышение дебита в случае неравновесной модели, что обусловлено снижением общего сопротивления фильтрации газа и жидкости в соответствии с относительными фазовыми проницаемостями.

На этом же рисунке показаны результаты расчетов по алгоритму, предложенному коллективом авторов [9, 10]. В этих работах в качестве исходной математической модели принята система n уравнений баланса компонентов в смеси. Но в отличие от стандартной композиционной модели вместо уравнений, выражающих равенство химических потенциалов, принято линейное релаксационное соотношение:

$$\frac{\partial \Delta_i}{\partial t} = -\frac{\Delta_i}{\tau} \quad (3)$$

Здесь τ время релаксации, которое предлагается рассматривать как подгочный параметр. Это соотношение не является следствием полной модели и его можно рассматривать, как упрощающее предположение.

Приведенный на рисунке расчет выполнен при $\tau = 1000$ мин. Видно, во-первых, что выход на стационарный режим происходит заметно медленнее, чем в

полной модели и, во-вторых, система выходит на режим, соответствующий равновесной модели. Причиной выхода на равновесный режим, по нашему мнению, является отсутствие в левой части (3) конвективного члена, выражающего перенос потоком ненулевых значений Δ_i . Второй пример иллюстрирует возможность применения нового расчетного инструмента для анализа фильтрации газоконденсатной смеси в призабойной зоне газоконденсатной скважины при исследовании на стационарном режиме. Модель состоит из 14 кольцевых элементов с увеличивающейся толщиной от стенки скважины к периферии; радиус скважины – 0,1 м, радиус границы постоянного давления чисто газовой зоны – 387,3 м. На рис. 3 показана полученная по результатам расчетов динамика линейного фильтрационного сопротивления в вариантах с различной степенью неравновесности. Показано изменение коэффициентов линейного сопротивления в процессе вывода скважины на установившийся режим. Для оценки влияния неравновесности на квадратичный член сопротивления необходимо заменить закон Дарси на двухчленный закон фильтрации двухфазной смеси, что требует усложнения алгоритма.

В качестве третьего примера применения предложенной расчетной модели укажем на её использование в увязке с физическим экспериментом на керновой модели. Математическое моделирование на этапе планирования установки помогает определить характерные продолжительности этапов исследований, требуемые емкости для исследуемых смесей, диапазоны измеряемых величин. Важным, на наш взгляд, является вывод о том, что для надежной интерпретации результатов эксперимента важно располагать средствами измерения (в ходе эксперимента) насыщенности жидкостью керновой модели. ●

Литература

- Петрушевский Е.И., Разамат М.С. О влиянии неравновесности на процесс выделения конденсата из газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1963. – № 11. – С. 61–66.
- Hou D., Luo P., Sun L. et al. Study on Non-equilibrium Effect of Condensate Gas Reservoir with Gaseous Water under HT and HP Condition // Journal of Chemistry – 2014. – vol. 2014, Article ID 295149. – 8 p.
- Al-Wahaibi Y.M., Muggeridge A.H., Grattoni C.A. Gas-oil non-equilibrium in multicontact miscible displacements within homogeneous porous media // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – N 68. – P. 71–80.
- Nghiem L.X., Sammon P.H. A non-equilibrium equation of state compositional simulator // In: SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA, 8–11 June 1997. – SPE 37980.
- Wu W., Wang P., Delshad M., Wang C., Pope G.A., Sharma M.M. Modeling Non-Equilibrium Mass Transfer Effects for a Gas Condensate Field // In: SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Kuala Lumpur, Malaysia, 23–24 March 1998. – SPE 39746.
- Fernandes B.R.B., Lima I.C.M., Drummond E.P. et al. Effect of Non-Equilibrium Mass Transfer in Miscible Gas Recovery Processes // In: 22nd International Congress of Mechanical Engineering (COBEM 2013), Ribeirao Preto, SP, Brazil, 3–7 November 2013.
- Волохова А.В., Земляная Е.В., Качалов В.В., Соколушко В.Н., Рихвицкий В.С. Численное исследование фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде // Компьютерные исследования и моделирование. – 2018. – т. 10, № 2. – С. 209–219.
- Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М: Недра, 1976. – 335 с.
- Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R. Non-Equilibrium Phase Behavior of Hydrocarbons in Compositional Simulations and Upscaling // Preprints (www.preprints.org) Posted 18 April 2017 doi:10.20944/preprints201704.0108.v1.
- Zubov V.R., Indrupskiy I.M., Bogachev K.Yu. Compositional simulator with non-equilibrium phase transitions // In: SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. – SPE 182001.

KEYWORDS: nonequilibrium filtration, retrograde condensation, gas-condensate wells, the intensity of the phase transition, local balance, numerical model.

БИОХИМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ

ПРЕДСТАВЛЕН СПОСОБ БИОХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ И/ИЛИ ЗАГРЯЗНЕННЫХ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ, ЗАЩИЩЕННЫЙ ПАТЕНТОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ № 2672490. СПОСОБ ПОЗВОЛЯЕТ КОРРЕКТНО И ОПЕРАТИВНО КОНТРОЛИРОВАТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ РАЗНЫХ ТАКСОНОМИЧЕСКИХ (КЛАССИФИКАЦИОННЫХ) ЕДИНИЦ, Т.Е. РАЗЛИЧАЮЩИХСЯ ПО РАЗНОВИДНОСТЯМ, ВИДАМ, РОДАМ, ПОДТИПАМ И ТИПАМ ПОЧВ НА ТЕРРИТОРИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

THE METHOD OF BIOCHEMICAL CONTROL OF DISTURBED AND/OR POLLUTED TUNDRA SOILS RECOLTIVATION EFFICIENCY PROTECTED BY PATENT OF THE RUSSIAN FEDERATION FOR INVENTION NO. 2672490 IS PRESENTED. THE METHOD ALLOWS CORRECTLY AND QUICKLY TO CONTROL THE RECOLTIVATION EFFICIENCY OF TUNDRA SOILS OF DIFFERENT TAXONOMICAL (CLASSIFICATION) UNITS, I.E. DIFFERING ON SERIES, SPECIES, GENUS, SUBTYPES AND TYPES OF SOILS ON TERRITORIES OF THE GAS INDUSTRY OBJECTS FUNCTIONING

Ключевые слова: нарушенные и/или загрязненные тундровые почвы, почвенные таксономические единицы, эффективность рекультивации, биохимический контроль, активность фермента дегидрогеназы.

УДК 577.15+631.4:502.76+662.69



Галиулин Рауф Валиевич,
доктор географических наук,
ведущий научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН
ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Башкин Владимир Николаевич,
доктор биологических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
и Института физико-химических и биологических
проблем почвоведения РАН
ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Галиулина Роза Адхамовна,
научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН
ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Арабский Анатолий Кузьмич,
доктор технических наук,
заместитель главного
инженера
ООО «Газпром добыча
Ямбург»

Способ, представленный в данной работе, относится к области охраны почвы на территориях функционирования объектов газовой промышленности и может быть использован при биохимическом контроле эффективности рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв. Здесь под нарушенными почвами понимаются почвы с отсутствием верхнего плодородного слоя вследствие механического воздействия на почвенно-растительный покров при проезде техники, связанной с проведением геологоразведки, бурением скважин и обустройством промыслов в газовой промышленности. В то время как загрязненные почвы – это результат хронического или аварийного их загрязнения газовым конденсатом или сопутствующей ему нефтью, так называемой нефтяной оторочки (подстилающей или окаймляющей нефтяной части газонефтяной или газоконденсатно-нефтяной залежи).

Целью способа, защищенного патентом Российской Федерации на изобретение № 2672490, является осуществление биохимического контроля эффективности рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв различных таксономических (классификационных) единиц, позволяющего оперативно и в широких масштабах провести оценку восстановления плодородия почв уже спустя один вегетационный сезон после начала рекультивации на территориях функционирования объектов газовой промышленности, рис. 1 [1].

К числу вышеупомянутых почвенных таксономических единиц относятся: разновидность почв, определяемая по гранулометрическому составу верхних почвенных горизонтов и почвообразующих пород; вид почв, определяемый по степени подзолистости, глубине и степени гумусированности, степени засоленности и т.д.; род почв, определяемый составом почвообразующих пород, химизмом грунтовых вод и т.д.; подтип почв, определяемый по проявлению основных и налагающих

РИС. 1. Патент Российской Федерации на изобретение № 2672490. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Соловищук Л.А., Маклюк О.В.



процессов почвообразования; тип почв, определяемый однотипностью поступления органических веществ и процессов их превращения и разложения, однотипным комплексом процессов разложения минеральной массы и синтеза минеральных и органико-минеральных новообразований, однотипным характером миграции и аккумуляции веществ и однотипным строением почвенного профиля и т.д.

Способ биохимического контроля эффективности рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв

Способ биохимического контроля эффективности рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв состоит из четырех этапов: 1) отбора усредненного репрезентативного образца рекультивированной почвы; 2) предварительной подготовки усредненного репрезентативного образца рекультивированной почвы для проведения биохимического контроля; 3) анализа активности фермента дегидрогеназы в отдельных навесках усредненного репрезентативного образца рекультивированной почвы спектрофотометрическим методом; 4) сравнение результатов анализа активности фермента дегидрогеназы в образцах рекультивированной почвы и результатов анализа активности фермента дегидрогеназы в образцах нарушенной и/или загрязненной почвы на момент начала рекультивации, взятых из базы данных, хранящейся в лаборатории контролирующей процесс рекультивации.

Согласно данному способу из типичного для конкретной территории пробного участка площадью 1 га отбирают один усредненный репрезентативный образец рекультивированной почвы, который характеризует процесс рекультивации на площади от 1 до 10 га при

равнинном или слаборасчлененном рельефе местности. При этом отбор данного образца (массой не менее 0,5 кг) производят методом «конверта», т.е. путем смешивания 5 отдельных проб, взятых из 5 точек. Далее осуществляют предварительную подготовку образца почвы для проведения биохимического контроля, путем ее воздушного высушивания до рассыпчатого состояния при комнатной температуре. Высушенную почву очищают от твердых включений (камней и корней), измельчают и просеивают через сито (диаметром ячеек 2 мм). Затем определяют оставшуюся влажность почвы весовым методом [2]. После этого анализируют активность фермента дегидрогеназы спектрофотометрическим методом в отдельных навесках образца почвы, взятых в 6 кратной повторности [3].

И наконец результаты анализа активности фермента дегидрогеназы в образце рекультивированной почвы и результаты анализа активности фермента дегидрогеназы в образце нарушенной и/или загрязненной почвы на момент начала рекультивации, взятые из базы данных, хранящейся в лаборатории, контролирующей процесс рекультивации, подвергают статистической обработке для оценки существенности разности выборочных средних по *t*-критерию при 5% – t_{05} , 1% – t_{01} и 0,1% – t_{001} уровнях значимости [4]. При этом об эффективности рекультивации судят по статистически доказанной существенности разности между выборочными средними активности фермента дегидрогеназы рекультивированной почвы и активности фермента дегидрогеназы нарушенной и/или загрязненной почвы. В случае если разность между выборочными средними активности фермента дегидрогеназы рекультивированной почвы и активности фермента дегидрогеназы нарушенной и/или загрязненной почвы оказывается несущественной, то на искомым территориях повторяют процесс рекультивации до полного восстановления плодородия нарушенной и/или загрязненной почвы с использованием местного торфа и получаемого из него гумата калия по технологиям, описанным в способах [5, 6].

Апробация способа биохимического контроля эффективности рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв

Были проведены специальные исследования по биохимическому контролю эффективности рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв двух территорий № 5 и 6 лицензионных участков ООО «Газпром добыча Ямбург» на Тазовском полуострове (68°09' с.ш., 76°02' в.д.), рис. 2. Результаты статистической

РИС. 2. Карта-схема территорий функционирования объектов ООО «Газпром добыча Ямбург» (68°09' с.ш., 76°02' в.д.)



1 – полуостров Ямал; 2 – Тазовский полуостров; 3 – междуречье рек Пур и Таз; 4 – Гыданский полуостров; 5 – полностью рекультивированная территория; 6 – не полностью рекультивированная территория; а – реки; б – озера, в – болота

обработки полученных данных по биохимическому контролю процесса рекультивации тундровых почв двух территорий представлены в табл. 1. Так, для территории № 5, при числе степеней свободы: $\nu = n_1 + n_2 - 2 = 6 + 6 - 2 = 10$, n_1 и n_2 , характеризующих навески, взятые для анализа в 6-кратной повторности, $t_{\text{теоретический}}$, т.е. $t_{05} = 2,23$, $t_{01} = 3,17$ и $t_{001} = 4,59$, а $t_{\text{фактический}}$, т.е. $10,06 > t_{05} 2,23 > t_{01} 3,17 > t_{001} 4,59$, что статистически доказывает эффективность рекультивации нарушенной и/или загрязненной почвы по фактическому значению t -критерия и позволяет считать территорию № 5 полностью рекультивированной. В то время как для территории № 6, при числе степеней свободы: $\nu = n_3 + n_4 - 2 = 6 + 6 - 2 = 10$, n_3 и n_4 , характеризующих навески, взятые для анализа в 6 кратной повторности, $t_{\text{теоретический}}$, т.е. $t_{05} = 2,23$, $t_{01} = 3,17$ и $t_{001} = 4,59$, а $t_{\text{фактический}}$, т.е. $0,67 < t_{05} 2,23 < t_{01} 3,17 < t_{001} 4,59$, что статистически не доказывает эффективность рекультивации нарушенной и/или загрязненной почвы по фактическому значению t -критерия и позволяет считать территорию № 6 не полностью рекультивированной.

Что касается отрицательного результата процесса рекультивации нарушенной тундровой почвы на территории № 6, то он объясняется непредвиденным прохождением техники через данную территорию для оперативного устранения аварийной ситуации на одном из объектов добычи природного газа, что вызвало повторное нарушение почвенно-растительного покрова. В итоге по территории № 6 было сделано заключение о том, что на ней необходимо повторить процесс рекультивации до полного восстановления плодородия почвы с использованием местного торфа и получаемого из него гумата калия по технологиям, описанным в [5, 6].

Заключение

Таким образом, представленный в данной работе способ позволяет корректно и оперативно контролировать эффективность рекультивации нарушенных и/или загрязненных тундровых почв на территориях функционирования объектов газовой промышленности. Новизна и оригинальность данного способа подтверждается патентом Российской

ТАБЛИЦА 1. Оценка существенности разности выборочных средних по t -критерию активности фермента дегидрогеназы, мкг 2,3,5-трифенилформазана/(г·сут), различных образцов почв из территорий № 5 и № 6 (с площадями от 1 до 10 га) функционирования объектов ООО «Газпром добыча Ямбург» на Тазовском полуострове (68°09' с.ш., 76°02' в.д.)

n	Варианты	\bar{x}_n – средняя арифметическая; $s_{\bar{x}_n}$ – ошибка средней арифметической
1	Нарушенная и/или загрязненная почва на момент начала рекультивации территории № 5	$\bar{x}_1 \pm s_{\bar{x}_1} = 5,6 \pm 0$
2	Рекультивированная почва из территории № 5	$\bar{x}_2 \pm s_{\bar{x}_2} = 320,4 \pm 31,3$
3	Нарушенная и/или загрязненная почва на момент начала рекультивации территории № 6	$\bar{x}_3 \pm s_{\bar{x}_3} = 5,3 \pm 0$
4	Рекультивированная почва из территории № 6	$\bar{x}_4 \pm s_{\bar{x}_4} = 7,1 \pm 2,7$
$t_{\text{фактический}} = \frac{\bar{x}_2 - \bar{x}_1}{\sqrt{s_{\bar{x}_2}^2 + s_{\bar{x}_1}^2}} = \frac{320,4 - 5,6}{\sqrt{31,3^2 + 0^2}} = \frac{314,8}{31,3} = 10,06$		
$t_{\text{фактический}} = \frac{\bar{x}_4 - \bar{x}_3}{\sqrt{s_{\bar{x}_4}^2 + s_{\bar{x}_3}^2}} = \frac{7,1 - 5,3}{\sqrt{2,7^2 + 0^2}} = \frac{1,8}{2,7} = 0,67$		

Федерации на изобретение № 2672490, и этот способ вполне гармонично вписывается в систему управления геозоологическими рисками на Крайнем Севере, связанными с проведением геологоразведки, бурением скважин и обустройством промыслов в газовой промышленности [7, 8]. ●

Литература

1. Патент РФ на изобретение № 2672490. Способ биохимического контроля эффективности рекультивации нарушенных и загрязненных тундровых почв. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Соловищук Л.А., Маклюк О.В. Заявлено: 03.05.2017. Опубликовано: 15.11.2018. Бюллетень № 32.
2. Кауричев И.С., Панов Н.П., Стратонович М.В., Гречин И.П., Савич В.И., Ганжара Н.Ф., Мершин А.П. Практикум по почвоведению. М.: Колос, 1980. 272 с.
3. Патент РФ на изобретение № 2491137. Способ контроля эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава посредством анализа активности дегидрогеназы. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Мальцева А.Н., Ямников С.А., Николаев Д.С., Мурзагулов В.Р. Заявлено: 16.03.2012. Опубликовано: 27.08.2013. Бюллетень № 24.
4. Доспехов Б.А. Методика полевого опыта (с основами статистической обработки результатов исследований). М.: Агропромиздат, 1985. 351 с.
5. Патент РФ на изобретение № 2610956. Способ получения гумата калия из местных торфов Ямало-Ненецкого автономного округа. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Алексеев А.О., Галиулина Р.А., Мальцева А.Н., Ямников С.А., Николаев Д.С., Мурзагулов В.Р. Заявлено: 09.11.2015. Опубликовано: 17.02.2017. Бюллетень № 5.
6. Патент РФ на изобретение № 2611165. Способ оценки эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв посредством внесения местного торфа и гумата калия. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Алексеев А.О., Ямников С.А., Николаев Д.С., Мурзагулов В.Р. Заявлено: 09.11.2015. Опубликовано: 21.02.2017. Бюллетень № 6.
7. Арно О., Арабский А., Башкин В., Галиулин Р. Решение проблемы геозоологических рисков в газовой промышленности на Крайнем Севере // Путеводитель международного бизнеса. 2019. № 130/131. Февраль. С.9.
8. Bashkin V.N., Galulin R.V. Geoeological Risk Management in Polar Areas. Springer Nature Switzerland AG. Cham: 2019. 156 pp.

KEYWORDS: *disturbed and/or polluted tundra soils, soil taxonomic units, reclamation efficiency, biochemical control, dehydrogenase enzyme activity.*

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

Трансафганскому газопроводу быть

12 марта 2009 г. президенты Туркменистана Г. Бердымухамедов и Пакистана Асиф Али Зардари в числе важнейших проектов сотрудничества назвали строительство газопровода ТАПИ. Г. Бердымухамедов тогда подтвердил приверженность Туркменистана диверсификации экспортных маршрутов вывода туркменских энергоносителей на мировой рынок. Стороны отметили богатейший экономический потенциал для взаимовыгодного партнерства.



• Комментарий Neftegaz.RU

Прошло 10 лет, но до реализации проекта МГП ТАПИ, по которому Туркменистан будет осуществлять поставки газа в Пакистан, Афганистан и Индию, еще далеко. Да и от разговора президентов до начала реальных работ прошло немало времени: прокладочные работы на туркменском участке газопровода начались только в декабре 2015 г. МГП ТАПИ будет проходить по территории четырех стран: от газового месторождения Галкынъш на юге Туркменистана через афганские города Герат и Кандагар, пакистанские Кветту и Мултан до г. Фазилка на западе Индии. Ввод в эксплуатацию запланирован на конец 2019 г. – начало 2020 г. Важно отметить, что МГП имеет огромное значение в контексте экономического возрождения Афганистана, однако



гарантии обеспечения безопасности газопровода на территории этой страны смущают инвесторов.

Роснефть планирует строительство НПЗ в Китае

12 марта 2009 г. стало известно, что в 2010 г. Роснефть и China National Petroleum Corporation намерены построить нефтеперерабатывающий завод производительностью 10 млн т/год в китайском городе Тяньцзине. Строительство НПЗ оценивалось в сумму более 3 млрд долл. США. Власти Тяньцзиня должны были рассмотреть проект в июне 2009 г. и ввести в эксплуатацию в 2012 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

Увы, пока проект, предполагающий создание нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в промышленной зоне Наньгань



в г. Тяньцзине заморожен, но до сих пор не отменен. 22 марта 2013 г. было подписано соглашение о сотрудничестве в его строительстве, позже – в ноябре 2014 г. – Роснефть и CNPC одобрили технико-

экономическое обоснование строительства НПЗ, после чего активное развитие событий приостановилось. Тем не менее Роснефть проект не закрыла, утверждая, что проводится уточнение условий поставок сырья и параметров проекта.

Газпром заложил газовую кубышку в Германии

2 марта 2009 г. Газпром приступил к работам по созданию на севере Германии крупнейшего в Западной Европе газохранилища на случай кризисных ситуаций. Буровые работы начались близ городка Швайнрих. Экспериментальные скважины должны были определить геологическую пригодность района для хранения газа, а само газохранилище – стать дополнительным гарантом бесперебойного снабжения Германии российским газом. Строительство было непосредственно связано с реализацией проекта газопровода «Северный поток».

• Комментарий Neftegaz.RU

С тех пор новостей о газохранилище в Швайнрихе не было. То ли Газпром отказался от идеи по экономическим соображениям, то ли район все-таки оказался непригодным для хранения газа с геологической точки зрения. Так или иначе, Германия по-прежнему является крупнейшим газовым партнером России. Так, GAZPROM Germania участвует в проекте строительства и эксплуатации 10 подземных газохранилищ. ●

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

на основе нового Pc-saft уравнения состояния

НА ОСНОВЕ АВТОРСКОЙ ВЕРСИИ ТЕОРЕТИЧЕСКИ ОБОСНОВАННОГО PC-SAFT УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ПРЕДЛАГАЕТСЯ МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ. МЕТОДИКА ПРОТЕСТИРОВАНА НА ОБШИРНОМ МАССИВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ О СВОЙСТВАХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ФРАКЦИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО ТОЧНОСТЬ ОПИСАНИЯ ПЛОТНОСТИ И ИЗОБАРНОЙ ТЕПЛОЁМКОСТИ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ НОВЫМ PC-SAFT УРАВНЕНИЕМ СООТВЕТСТВУЕТ ТОЧНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ МНОГОКОНСТАНТНЫХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ, А В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ И ПРЕВОСХОДИТ ИХ. ТОЧНОСТЬ ОПИСАНИЯ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРОТЕСТИРОВАННЫМ УГЛЕВОДОРОДНЫМ СМЕСЯМ ПРИМЕРНО ОДИНАКОВА КАК ДЛЯ КУБИЧЕСКИХ, ТАК И ДЛЯ PC-SAFT УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ, НО ПОСЛЕДНЕЕ ИМЕЕТ БОЛЬШУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ. ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА ПОЗВОЛЯЕТ ПРОИЗВОДИТЬ СОГЛАСОВАННЫЕ РАСЧЕТЫ ВСЕХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ КАК ПРИРОДНОГО, ТАК И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

BASED ON THE AUTHOR'S VERSION OF THE THEORETICALLY ESTABLISHED PC-SAFT STATE EQUATION, A METHOD FOR NATURAL CARBOHYDRATE SYSTEMS THERMODYNAMIC PROPERTIES AND PHASE BEHAVIOR IS PROPOSED. THE METHOD HAS BEEN TESTED ON A BROAD EXPERIMENTAL DATA ARRAY ABOUT THE PROPERTIES OF OIL AND GAS CONDENSATE FRACTIONS. IT HAS BEEN SHOWN THAT THE PRECISION OF HYDROCARBON MIXES SPECIFIC GRAVITY AND ISOBARIC HEAT ABSORPTION CAPACITY DESCRIPTION WITH THE NEW PC-SAFT EQUATION CORRESPONDS WITH THE PRECISION OF MODERN MULTI-CONSTANT STATE EQUATIONS AND EXCEEDS THEM IN SOME CASES. THE PHASE EQUILIBRIUMS DESCRIPTION PRECISION APPLIED TO THE HYDROCARBON MIXES TESTED IS APPROXIMATELY EQUAL BOTH FOR CUBIC AND FOR PC-SAFT STATE EQUATIONS BUT THE LATTER HAS A GREATER STABILITY. THE METHOD PROPOSED ALLOWS MAKING COORDINATE CALCULATIONS OF ALL THERMODYNAMIC PROPERTIES AND PHASE EQUILIBRIUMS OF HYDROCARBON MIXES OF BOTH NATURAL AND TECHNOLOGICAL ORIGIN

Ключевые слова: уравнение состояния, плотность, теплоёмкость, нефть, газовый конденсат, фракция.



Григорьев Борис Афанасьевич,
доктор технических наук,
член-корреспондент РАН,
ученый секретарь
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



Герасимов Анатолий Алексеевич,
доктор технических наук,
профессор кафедры
теплогазоснабжения и вентиляции,
Калининградский государственный
технический университет



Александров Игорь Станиславович,
кандидат технических наук,
доцент, заведующий кафедрой
теплогазоснабжения и вентиляции,
Калининградский государственный
технический университет

Нефть, газовые конденсаты и их фракции представляют собой сложные, в основном углеводородные смеси неопределенного либо неизвестного состава. Экспериментальное определение термодинамических свойств и условий фазового равновесия для таких систем производится, как правило, в узком диапазоне параметров для отдельных, важных в производственном отношении, представительных образцов. Поэтому в подавляющем большинстве случаев при проведении технологических и проектных исследований используют различные расчетные методы. Для определения термодинамических свойств (ТДС) в жидкой фазе при умеренных температурах (270–500 К) разработаны достаточно надежные эмпирические и полуэмпирические методы расчета, построенные, как правило, на одножидкостной модели смеси [1]. Для газовой фазы такие методы отсутствуют, и расчет ТДС производят по фундаментальным уравнениям состояния (ФУС), при этом достаточно широко используют различные формы кубических уравнений, точность которых недостаточно высока. Фазовые равновесия рассчитывают либо по полуэмпирическим отраслевым методикам [2], либо также используют ФУС, при этом кубические уравнения состояния (КУС) показывают весьма неплохие результаты. В целом указанные подходы имеют следующие недостатки:

- при использовании КУС, как правило, не обеспечивается высокая точность расчета ТДС в широком диапазоне изменения параметров состояния и составов;
- при использовании комбинированных методов не обеспечивается термодинамическая согласованность результатов расчета ТДС и фазовых равновесий, а также имеются ограничения по области применимости различных методик.

В последнее время широко практикуется и исследуется применение многоконстантных фундаментальных уравнений состояния (МФУС), которые позволяют производить с высокой точностью расчет как ТДС, так и фазовых равновесий и таким образом получать термодинамически согласованные значения свойств. Однако надежные широкодиапазонные результаты получены для смесей со сравнительно небольшим числом компонентов – смесевые холодильные агенты [3], природный и сжиженный газ [5], влажный воздух [4]. Для распространения данного подхода к сложным углеводородным смесям природного и технологического происхождения нами были разработаны два обобщенных МФУС, применимые соответственно к алканам от n-C₅ до n-C₅₀ [6] и к углеводородам с циклическими структурами – нафтеновым, ареновым и гибридным [7]. Уравнения с достаточно высокой точностью описывают все ТДС в диапазоне температуры от тройной точки до 700 К при давлениях до 100 МПа. На основе этих уравнений разработаны методики расчета ТДС сложных углеводородных смесей в «квазиодножидкостном» приближении [9] и для модельных смесей при известном компонентном составе [8]. Расчет фазовых равновесий производился с использованием указанных обобщенных МФУС и опубликованных в литературе индивидуальных МФУС, описывающих свойства газовых компонентов и легких углеводородов. Анализ различных моделей и правил комбинирования показал, что результаты, соответствующие точности экспериментальных данных, могут быть получены, если в состав смеси не входят углеводороды с числом атомов углерода n_c > 12. При этом, также иногда наблюдается нефизическое поведение вблизи температуры застывания смеси (такое поведение отмечалось и при использовании КУС [2]). Для повышения точности расчетов по МФУС, особенно фазовых равновесий, необходимо иметь экспериментально обоснованные значения коэффициентов взаимодействия и избыточных функций для каждой пары компонентов реальной смеси, либо экспериментально и теоретически обоснованную методику их получения. На сегодняшний день серьезным сдерживающим фактором в развитии такого подхода является недостаток экспериментальных данных о ТДС и фазовом равновесии смесей и трудоемкость их получения. Поэтому очевиден интерес к альтернативному подходу – теоретически обоснованным моделям, обладающим возможностями прогнозирования и позволяющим производить надежные расчеты указанных свойств при минимуме исходной информации. Одними из перспективных моделей, по мнению авторов, являются уравнения состояния, полученные в рамках статистической теории ассоциированных флюидов (SAFT). Это модель уравнения состояния, развитая на основе

теории возмущений Вертхэйма [10] и результатов молекулярного моделирования. Уравнение состояния описывает модельную систему твердых сфер Леннарда–Джонса, которые коалесцируют в цепь. В рассматриваемой модели избыточная часть свободной энергии, выраженная в мольных единицах, представлена суммой двух вкладов

$$a^{res} = a^{hc} + a^{disp}. \quad (1)$$

Первое слагаемое описывает свободную энергию системы из твердых цепей, а второе учитывает вклад дисперсионных сил.

Наиболее широко применяемой модификацией является SAFT уравнение состояния с возмущенной цепью или PC-SAFT. Оригинальная версия этого уравнения состояния, представленная Гроссом и Садовски [11], разрабатывалась для описания фазовых равновесий в смесях n-алканов. Масштабное тестирование этого уравнения другими авторами для описания фазовых равновесий в бинарных и тройных растворах различных углеводородов показало его высокие прогнозные возможности. Кроме этого, физически верное поведение модели в низкотемпературной области фазовой диаграммы углеводородных смесей при описании многофазных равновесий позволяет считать данную модель перспективной для моделирования ТДС и фазовых равновесий природных углеводородных смесей.

В модели PC-SAFT вклад от взаимодействий в системе твердых цепей

$$a^{hc} = \bar{m}a^{hs} - \sum_i x_i(m_i - 1) \ln g_{ii}^{hs}(\sigma_{ii}), \quad (2)$$

где x_i – мольная доля компонента i в смеси; \bar{m} – усредненное число сегментов

$$\bar{m} = \sum_i x_i m_i. \quad (3)$$

Свободная энергия флюида, молекулы которого представляют собой твердые сферы, предложена Карнаханом и Старлингом [12] и имеет вид

$$a^{hs} = \frac{1}{\zeta_0} \left[\frac{3\zeta_1\zeta_2}{(1-\zeta_3)} + \frac{\zeta_2^3}{\zeta_3(1-\zeta_3)^2} + \left(\frac{\zeta_2^3}{\zeta_3^2} - \zeta_0 \right) \ln(1-\zeta_3) \right]. \quad (4)$$

Радиальная функция распределения для флюида твердых сфер

$$g_{ij}^{hs} = \frac{1}{(1-\zeta_3)} + \left(\frac{d_i d_j}{d_i + d_j} \right) \frac{3\zeta_2}{(1-\zeta_3)^2} + \left(\frac{d_i d_j}{d_i + d_j} \right)^2 \frac{3\zeta_2^2}{(1-\zeta_3)^3} \quad (5)$$

$$\zeta_n = \frac{\pi}{6} \rho \sum_i x_i m_i d_i^n \quad (6)$$

Температурно-зависимый диаметр сегмента молекулы компонента i

$$d_i = \sigma_i \left[1 - 0.12 \exp\left(-3 \frac{\epsilon_i}{KT}\right) \right] \quad (7)$$

Вклад дисперсионных сил в свободную энергию

$$a^{disp} = -2\pi\rho I_1(\eta, \bar{m}) \bar{m}^2 \epsilon \sigma^3 - \pi\rho \bar{m} C_1 I_2(\eta, \bar{m}) \bar{m}^2 \epsilon^2 \sigma^3 \quad (8)$$

Параметр C₁ введен для обозначения сжимаемости

$$C_1 = \left(1 + \bar{m} \frac{8\eta - 2\eta^2}{(1-\eta)^4} + (1-\bar{m}) \frac{20\eta - 27\eta^2 + 12\eta^3 - 2\eta^4}{[(1-\eta)(2-\eta)]^2} \right), \quad (9)$$

где $\eta = \zeta_3$.

Комплексы $\overline{m^2 \varepsilon \sigma^3}$ и $\overline{m^2 \varepsilon^2 \sigma^3}$ определяются как

$$\overline{m^2 \varepsilon \sigma^3} = \sum_i \sum_j x_i x_j m_i m_j \left(\frac{\varepsilon_{ij}}{kT} \right) \sigma_{ij}^3 \quad (10);$$

$$\overline{m^2 \varepsilon^2 \sigma^3} = \sum_i \sum_j x_i x_j m_i m_j \left(\frac{\varepsilon_{ij}}{kT} \right)^2 \sigma_{ij}^3 \quad (11)$$

Правила комбинирования применительно к смесям имеют вид

$$\varepsilon_{ij} = \sqrt{\varepsilon_i \varepsilon_j} (1 - k_{ij}) \quad \text{и} \quad \sigma_{ij} = \frac{1}{2} (\sigma_i + \sigma_j) \quad (12)$$

Аппроксимации интегралов первого и второго порядка возмущений, предложенные зарубежными авторами, имеют вид

$$I_1(\eta, \overline{m}) = \sum_{i=0}^6 a_i(\overline{m}) \eta^i \quad (13);$$

$$I_2(\eta, \overline{m}) = \sum_{i=0}^6 b_i(\overline{m}) \eta^i \quad (14)$$

Коэффициенты соотношений (13) и (14)

$$a_i(\overline{m}) = a_{0i} + \left[\frac{\overline{m}-1}{\overline{m}} \right] a_{1i} + \left[\frac{\overline{m}-1}{\overline{m}} \right] \left[\frac{\overline{m}-2}{\overline{m}^2} \right] a_{2i} \quad (15)$$

$$b_i(\overline{m}) = b_{0i} + \left[\frac{\overline{m}-1}{\overline{m}} \right] b_{1i} + \left[\frac{\overline{m}-1}{\overline{m}} \right] \left[\frac{\overline{m}-2}{\overline{m}^2} \right] b_{2i} \quad (16)$$

Для определения коэффициентов уравнений (15) и (16) Гросс и Садовски [11] включали в обработку только данные о термических свойствах н-алканов. В свою очередь, термодинамические свойства углеводородов циклического строения не учитывались в принципе. На основе разнородных экспериментальных данных об углеводородах различного строения (более 70 веществ) авторами получен оптимизированный вариант матрицы универсальных параметров PC-SAFT уравнения, представленный в [13].

Расчет плотности по описанной выше модели проводится, когда углеводородная фракция рассматривается как вещество, состоящее из трех компонентов – н-алкан, нафтеновый углеводород и ароматический углеводород, характеризующиеся соответствующими значениями констант m , σ и ε/k_B (P-N-A-модель). Таким образом, термодинамическое свойство рассчитывается по соотношению

$$Y = Y_p x_p + Y_n x_n + Y_a x_a \quad (17)$$

ТАБЛИЦА 1. Результаты расчета плотности углеводородных фракций

Вещество	Число веществ	Диапазон исследования		COO, %		
		T, K	p, МПа	SAFT (1)	ОФУС [9]	КУС [17]
Фракции мангышлакской нефти [18]	5	298–623	0,1–62	0,984	0,706	1,948
Фракции самотлорской нефти [19]	21	239–473	0,1–60	0,636	0,263	2,757
Вуктыльский газовый конденсат и его фракции [21]	8	220–470	0,1–60	0,976	0,410	2,644
Фракции нефтесмеси Жетыбай – Узень [19]	21	234–473	0,1–60	0,535	0,269	2,723
Фракции катализата западно-сибирской нефти [20]	20	293–473	0,1–60	0,900	0,378	2,086

Примечание: COO – среднее относительное отклонение

где Y_p , Y_n и Y_a – термодинамическое свойство, рассчитанное по PC-SAFT уравнению состояния, с использованием соответствующих характеристических констант m , σ и ε/k_B ; x_p , x_n и x_a – соответственно доля алкановых, нафтеновый и ароматических структур в составе смеси.

Доля алкановых, ароматических и нафтеновых структур в составе смеси рассчитывалась $n_D - \rho - M$ методом структурно-группового анализа [15] на основе данных о показателе преломления при температуре 20 °С n_D^{20} , относительной плотности при той же температуре ρ_4^{20} и средней молярной массе M . Необходимые для расчета значения констант m , σ и ε/k_B определялись по эмпирическим соотношениям, полученным в [16]. В частности, в [16] соотношения для расчета соответствующей константы представлены в виде функции молярной массы и имеют вид

$$Y = n_1 \cdot M + n_2, \quad (18)$$

где Y – соответствующая константа (m , σ или ε/k_B); n_1 , n_2 – эмпирические коэффициенты; M – молярная масса фракции, г/моль. Коэффициенты уравнения (18) для соответствующих гомологических рядов представлены в [16].

Предложенная выше P-N-A-модель также позволяет произвести расчет фазовых равновесий сложных углеводородных смесей неопределенного состава, для которых имеются данные разгонки на аппарате Энглера, либо кривая истинных температур кипения [1]. Методика моделирования состава псевдокомпонентами описана в [9], там же даны результаты тестирования обобщенных многоконстантных фундаментальных уравнений состояния (ОФУС) применительно к расчету давлений начала кипения и конденсации фракций нефти. В данной работе аналогичный расчет произведен в рамках P-N-A-модели на основе PC-SAFT уравнения. Так как константы уравнения m , σ , ε/k_B рассчитываются по корреляционной зависимости (18) через молярную массу M , которая для углеводородных фракций в лабораторных условиях определяется с погрешностью 1–3 %, то для повышения точности расчетов плотности производилась коррекция константы σ через относительную плотность ρ_4^{20} , точность определения которой не хуже 0,02%.

В таблице 1 представлены результаты тестирования PC-SAFT уравнения (1), методики, построенной на использовании двух ОФУС [9], и обобщенного

ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета изобарной теплоемкости углеводородных фракций

Вещество	Число веществ	Диапазон исследования		COO, %	
		T, K	p, МПа	PC-SAFT (1)	ОФУС [7]
Фракции самотлорской нефти [19]	17	243–465	0,1–6,1	2,015	3,054
Фракции катализата западно-сибирской нефти [20]	14	299–444	0,1	2,109	2,597

ТАБЛИЦА 3. Результаты сравнения рассчитанных по новому PC-SAFT уравнению состояния значений давления начала кипения и конденсации с экспериментальными данными

Код вещества, источник	Число Точек	Диапазон исследования		COO, % по уравнениям		
		Температура, K	Давление, МПа	ОФУС [9]	PC-SAFT	КУС [17]
Давление начала кипения						
M1 [18, 22]	10	380–491	0,5–3,0	3,5	9,16	5,6
M2 [18, 22]	9	443–560	0,5–2,5	10,2	8,26	7,3
M3 [20]	5	423–553	0,24–2,1	5,1	7,41	8,5
M5 [20]	5	447–565	0,5–2,5	11,4	5,39	10,6
ЗС [18, 20]	10	423–568	0,26–2,5	15,6	9,92	18,2
МС [18]	6	427–580	0,5–4,0	16,5	13,97	19,1
ЗСК1 [20]	6	394–523	0,3–2,46	7,3	5,25	15,8
ЗСК2 [20]	5	445–540	0,26–1,36	16,2	14,49	16,3
ЗСК4 [20]	6	472–593	0,14–1,05	15,2	23,05	18,2
Давление начала конденсации						
M1 [18, 20]	14	394–493	0,5–3,17	7,1	3,69	11,7
M2 [18, 20]	15	442–556	0,37–2,85	4,9	6,08	8,1
M5 [18]	5	486–573	0,5–2,5	11,2	2,92	5,3
M6 [18, 20]	15	522–622	0,46–2,47	8,1	7,84	13,1
ЗС [18]	6	476–567	0,5–2,5	11,3	16,26	5,9

Примечание: M1 – НК-62°С мангышлакской нефти; M2 – 62-140°С мангышлакской нефти; M3 – 110-120°С мангышлакской нефти; M5 – НК-180°С мангышлакской нефти; M6 – 140-180°С мангышлакской нефти; ЗС – НК-180°С западно-сибирской нефти; ЗСК1 – НК-110°С широкой фракции катализа; ЗСК2 – 110-140°С широкой фракции катализа; ЗСК4 – 170-200°С широкой фракции катализа

кубического уравнения, разработанного Брусиловским [17] применительно к расчету плотности. Для тестирования использовались экспериментальные данные, полученные в разные годы в отраслевой теплофизической лаборатории Грозненского нефтяного института [18–20, 22], а также данные о плотности газового конденсата Вуктыльского месторождения и его фракций, опубликованные в [21].

Результаты, представленные в таблице 1, показывают, что плотность жидкой фазы описывается PC-SAFT уравнением несколько хуже, чем при использовании ОФУС, но в 2–3 лучше КУС. При этом ошибки возрастают с увеличением давления.

В таблице 2 представлены результаты расчета изобарной теплоемкости некоторых углеводородных фракций в жидкой фазе. Как видно из результатов сравнения, PC-SAFT уравнение превосходит по точности многоконстантные уравнения состояния, особенно при расчете теплоемкости тяжелых фракций. Расчет изобарной теплоемкости по кубическому уравнению показал, что отклонения, не превышающие 10%, наблюдаются только для легких прямогонных фракций. Для тяжелых фракций

и продуктов вторичной переработки отклонения превышают 20–30%. Таким образом, ещё раз подтверждается вывод о невысокой точности КУС для расчета всего спектра ТДС сложных углеводородных смесей.

В таблице 3 представлены отклонения рассчитанных значений давления начала кипения и начала конденсации с использованием PC-SAFT уравнения для нескольких углеводородных фракций, исследованных в [16, 18 и 20], а также даны результаты, полученные при использовании ОФУС и КУС.

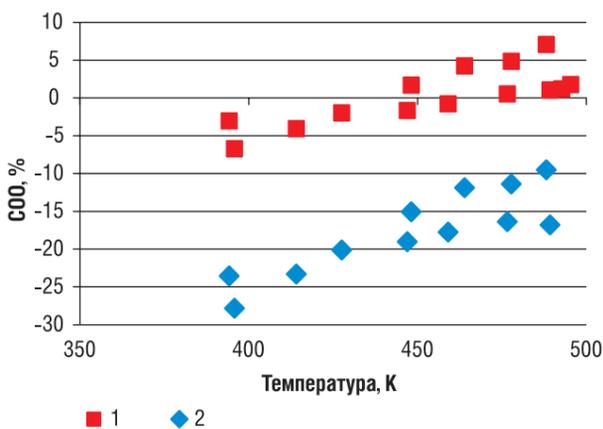
Анализ отклонений показывает, что точность прогнозного расчета примерно такая же, как и при использовании ОФУС [9] и КУС [17]. На сравнительно невысокую точность прогнозного расчета может оказывать влияние и то, что данные о фазовом равновесии получены как косвенный результат C_p , p , T - и p , V , T -исследования, а кривая разгонки определялась в лаборатории для исходного образца «в бочке», физико-химические свойства которого могли несколько отличаться от образцов в установках. На величину отклонений также могут влиять

ТАБЛИЦА 4. Мольный состав и характеристические константы компонентов фракции НК-62 °С

№	Вещество (CAS номер)	x_i , mol %	m	σ_i , Å	ϵ/k_B , K	M_i , g/mol
1	н-бутан (106-97-8)	1,37	2,3316	3,7086	222,88	58,122
2	изопентан (78-78-4)	9,85	2,562	3,8296	230,75	72,149
3	н-пентан (109-66-0)	21,02	2,6896	3,7729	231,2	72,149
4	2,2-диметилбутан (75-83-2)	0,75	2,6008	4,0042	243,51	86,175
5	циклопентан (287-92-3)	11,7	2,3655	3,7114	265,83	70,133
6	3-метилпентан (96-14-0)	8,04	2,8852	3,8605	240,48	86,175
7	н-гексан (110-54-3)	21,62	3,0576	3,7983	236,77	86,175
8	2,4- диметилпентан (108-08-7)	3,13	3,1426	3,925	238,91	100,202
9	бензол (71-43-2)	1,86	2,4653	3,6478	287,35	78,112
10	циклогексан (110-82-7)	3,98	2,5303	3,8499	278,11	84,159
11	3-метилгексан (589-34-4)	1,09	3,257	3,8543	243,02	100,202
12	3-этилпентан (617-78-7)	0,43	3,1396	3,9068	249,17	100,202
13	2,2,4-триметилпентан (540-84-1)	1,27	3,1413	4,0862	249,77	114,232
14	н-гептан (142-82-5)	0,58	3,4831	3,8049	238,4	100,202
15	2-метилпентан (107-83-5)	9,59	2,9317	3,8535	235,58	86,175
16	метилциклопентан (96-37-7)	3,72	2,613	3,8253	265,12	84,161

сопутствующие факторы – неточность кривой разгонки, погрешности определения физико-химических свойств, особенно средней температуры кипения и молярной массы и как следствие погрешности в идентификации псевдоконпонентов. Поэтому для более объективной оценки возможностей предлагаемого здесь подхода произведен расчет фазовых равновесий и сравнение с экспериментальными данными для технологической фракции мангышлакской нефти, выкипающей в диапазоне температур от начала кипения до 62 °С, для которой имелась информация об индивидуальном углеводородном составе, полученном хроматографическим методом. Идентифицированы 16 основных компонентов, мольные доли которых и характеристические константы уравнения представлены в таблице 4.

РИС. 1. Отклонения рассчитанных значений давления начала конденсации фракции НК-62°С мангышлакской нефти от экспериментальных данных [18, 20] (расчет с учетом индивидуального углеводородного состава): 1 – PC-SAFT ($COO = 2,91\%$); 2 – многоконстантные уравнения [8] ($COO = 17,72\%$)



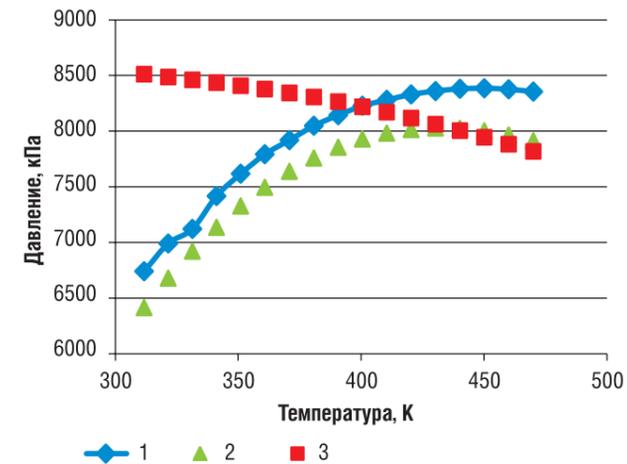
На рисунке 1 представлены результаты расчета фазовых равновесий для рассматриваемой 16-компонентной смеси. Характеристические константы чистых веществ, а именно: число сегментов m , диаметр сегмента молекулы σ , энергетический параметр сегмента молекулы ϵ принимались по данным работ [11, 14]. Точность расчета давления начала конденсации в несколько раз выше по сравнению с расчетами на базе многоконстантных уравнений, а также с использованием P-N-A- модели, основанной на групповом углеводородном составе.

Как видно из результатов расчета, новое PC-SAFT уравнение при известном компонентном составе позволяет достаточно точно описывать фазовое поведение сложных углеводородных систем. Этот вывод подтверждают и расчеты, выполненные по литературным данным о свойствах углеводородных смесей известного состава. На рисунке 2 приводится пример расчета давления начала кипения для одного из модельных образцов, исследованных в работе Шариати с соавторами [23].

Как видно из рисунка 2 уравнение (1) не только с приемлемой точностью, но и качественно верно описывает экспериментальные данные, в отличие от многоконстантных уравнений состояния, когда в смеси содержатся компоненты с сильно отличающимися свойствами. Такая же картина наблюдается для большинства исследуемых модельных смесей.

Таким образом, на основе нового PC-SAFT уравнения состояния предложена методика прогнозного расчета ТДС и фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных смесей природного и технологического происхождения – нефть, стабильный газовый конденсат и их фракции. Выполненные расчеты показали, что предлагаемая методика позволяет производить прогнозный расчет плотности и изобарной теплоемкости с отклонениями в 2–3 раза меньше, чем при использовании КУС. При этом

РИС. 2. Давление начала кипения смеси (метан (0,2506) – циклооктан (0,0532) – н-декан (0,6475) – нафталин (0,0487): 1 – экспериментальные данные [23]; 2 – расчет по PC-SAFT ($COO = 4,02\%$); 3 – расчет по многоконстантным уравнениям состояния [8])



точность расчета давления начала кипения и начала конденсации для рассмотренных здесь фракций примерно одинакова для всех тестируемых уравнений состояния. Однако PC-SAFT уравнение может использоваться для расчета фазовых равновесий и вблизи точки начала замерзания смеси, где КУС и МФУС могут приводить к «нефизическому» виду пограничной кривой, а также отсутствуют ограничения по составу смеси, в отличие от МФУС.

Дальнейшее повышение точности может быть достигнуто введением параметров бинарного взаимодействия, а также уточнением корреляций для расчета характеристических констант PC-SAFT уравнения состояния.

Литература

- Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 372 с.
- Методическое руководство по расчету параметров фазового поведения при взаимодействии обогащенного газа с выпавшем в пласте конденсатом / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, Н.А. Гужов и др. – ВНИИГАЗ, 1988. – 91 с.
- Eric W. Lemmon and Richard T. Jacobsen. Equations of State for Mixtures of R-32, R-125, R-134a, R-143a, and R-152a. J. Phys. Chem. Ref. Data, 33(2): 593–620, 2004.
- Eric W. Lemmon, Richard T. Jacobsen, Steven G. Penoncello, and Daniel G. Friend. Thermo-dynamic Properties of Air and Mixtures of Nitrogen, Argon, and Oxygen from 60 to 2000 K at Pressures to 2000 MPa. J. Phys. Chem. Ref. Data, 29(3): 331–385, 2000.
- The Gerg-2004 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures / O.Kunz, R. Klimeck, W. Wagner, M. Jaeschke. – Dusseldorf, 2007. – 535 p.
- Alexandrov I. Generalized Fundamental Equation of State for the Normal Alkanes (C5 – C50) / I. Alexandrov, A. Gerasimov, B. Grigor'ev // Int. J. Thermophys. – 2013. – V.34. – P.1865–1905.
- Grigoriev B. Generalized equation of state for the cyclic hydrocarbons over a temperature range from the triple point to 700 K with pressures up to 100 MPa / B. Grigoriev, I. Alexandrov, A. Gerasimov // Fluid Phase Equilibria. – 2016. – V. 418. – P. 15–36.
- Grigoriev B. Application of multiparameter fundamental equations of state to predict the thermo-dynamic properties and phase equilibria of technological oil fractions/ B. Grigoriev, I. Alexandrov, A. Gerasimov // Fuel. – 2018. – V.215. – P. 80–89.
- Gerasimov A. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state / A. Gerasimov, I. Alexandrov, B. Grigoriev // Fluid Phase Equilibria. – 2016. – V.418. – P. 204–223.
- Wertheim, M. S. Fluids with highly directional attractive forces: II. Thermodynamic perturbation theory and integral equations. J. Stat. Phys. 1984, 35, 35.
- Gross, Joachim; Sadowski, Gabriele - Perturbed-Chain SAFT: An Equation of State Based on a Perturbation Theory for Chain Molecules. Ind. Eng. Chem. Res. 2001, 40, 1244–1260.
- N.F. Carnahan, K.E. Starling, Thermodynamic Properties of a Rigid Sphere Fluid // J. Chem. Phys., 1970, 53, 600–604.
- Герасимов А.А. Анализ применимости PC-SAFT уравнения состояния для прогнозирования термодинамических свойств и фазового поведения сложных углеводородных смесей / А.А. Герасимов, Б.А. Григорьев, И.С. Александров // XII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 12-14 февраля 2018 г.). Сборник тезисов. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – С.67.
- A. Tihic, G.M. Kontogeorgis, N. von Solms, M.L. Michelsen, Applications of the simplified perturbed-chain SAFT equation of state using an extended parameter table //Fluid Phase Equilib., 2006, 248, 29–43.
- Van-Nes K. Состав масляных фракций нефти и их анализ / К. Ван-Нес, Х. Ван-Вестен. М. Изд-во иностр. лит., 1954. – 463 с.
- Liang X. On petroleum fluid characterization with PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen, G. Kontogeorgis // Fluid Phase Equilib. – 2014. – V. 375. – P. 254–268.
- Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль», 2002. – 575 с.
- Юзбашев В.Г. Плотность бензиновых фракций Мангышлакской нефти в широкой области параметров состояния: дис. ... канд. техн. наук / В.Г. Юзбашев. – Грозный, 1987. – 140 с.
- Григорьев Б.А. Исследование свойств нефтей нефтепродуктов и углеводородов: дис. ... д-ра техн. наук/ Б.А. Григорьев. – Грозный: ГНИ, 1980. – 524 с.
- Овчинников Н.А. Плотность нефтяных фракций и нефтепродуктов, полученных физическими и каталитическими процессами переработки нефти: дис. ... канд. техн. наук / Н.А. Овчинников. – Грозный, 1992. – 169 с.
- Казарян В.А. Теплофизические свойства индивидуальных углеводородов и газовых конденсатов / А.В. Казарян. – М.: Изд-во «Техника» ООО «ТУМА ГРУПП», 2002. – 448 с.
- Герасимов А.А. Калорические свойства нормальных алканов и многокомпонентных углеводородных смесей в жидкой и газовой фазах, включая критическую область: дис. ... докт. техн. наук / А.А. Герасимов. – Калининград, 2000. – 434 с.
- A. Shariati, E. J.M. Straver, L. J. Florusse, C. J. Peters Experimental phase behavior study of a five-component model gas condensate // Fluid Phase Equilibria. – 2014. – Vol. 362. – P.147–150.

KEYWORDS: equation of state, density, heat capacity, oil, gas condensate, fraction.



Первый коммерческий рейс вертолета Ми-171 А2



Д. Кобылкин



Участники российско-алжирской межправкомиссии



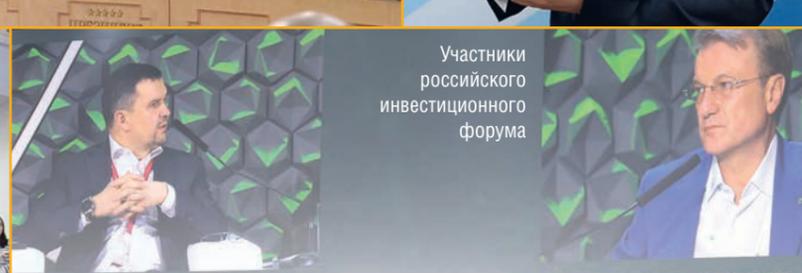
РОСКОНГРЕСС
П. Сорокин



Б. Триль



Презентация вертолета Ми-171 А2



Участники российского инвестиционного форума



Г. Налимов



А. Дюков, А. Новак



Н. Комарова



Участники Технического Форума Обустройство нефтегазовых месторождений 2019



Участница Российского инвестиционного форума в г. Сочи



Е. Ерёмков, О. Стальмаков



Г. Деревягин, Д. Романов



А. Воробьев, Г. Греф



С. Малицкий, А. Можиль



А. Аблаев



А. Мартиросов
Парк вертолетов
Ми-26 Ми-17



Н. Ерёмин



Посетители Российского инвестиционного Форума в г. Сочи



О. Стальмаков



Президиум российского инвестиционного форума 2019

«Надо трезво отдавать себе отчет, что ближайшие 25–30 лет экономика России во многом будет определяться нефтегазовым сектором. Говоря проще, деньги там»

В. Шумков



«Если в твоих руках никогда не плескалась тягучая нефть России, не прикасайся и ты к ее природным кладовым»

Ю.К. Шафраник



«Идет развитие ядерных технологий, возобновляемых источников энергии – скоро на нефть просто не будет такого спроса»

П. Завальный



«Перед нами стоит сверхтяжелая задача – добиться ежегодного роста в 3%. Многие национальные проекты не могут достичь данного уровня, а значит тормозят вхождение российской экономики в пятерку лучших в мире»

А. Кудрин



«В недрах Западной Сибири по-прежнему остаются гигантские извлекаемые запасы нефти – почти 18 млрд т»

В. Алекперов

«Транзитные риски существуют всегда. Особенно в ситуации, когда российский газ поставляется через территорию государства, состоящего в блоке НАТО»

А. Миллер

«Единственное, за что мы ещё поборемся с иностранцами в структурах ООН – обладание шельфовыми хребтами Ломоносова. Запасы нефти и газа исчисляются там триллионами...»

А. Широков



«Цифровизация – единственный способ борьбы с коррупцией»

Г. Греф



«Сделка ОПЕК+ может стать угрозой для нефтяной отрасли РФ»

И. Сечин



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

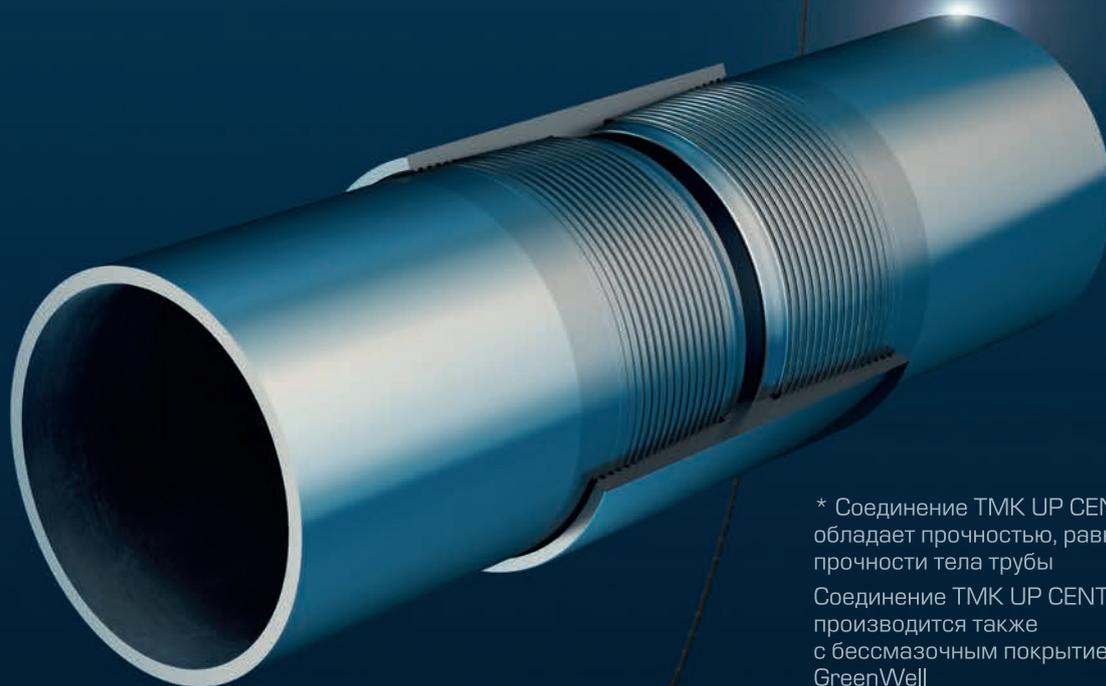
+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



TMK UP CENTUM

100% эффективность* соединения



* Соединение TMK UP CENTUM обладает прочностью, равной прочности тела трубы
Соединение TMK UP CENTUM производится также с бессмазочным покрытием GreenWell



TMK

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

Ждем вас на выставке
Нефтегаз 2019
ЦВК Экспоцентр Пав.2,
зал 2, стенд 22D10