



ДОРАЗРАБОТКА
ВОДОПЛАВАЮЩЕЙ
ЗАЛЕЖИ

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ КИН

НОВЫЕ
НАПРАВЛЕНИЯ
РАЗВЕДКИ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

7 [103] 2020

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ
ТЕХНОЛОГИИ
ДОБЫЧИ



Входит в перечень ВАК

Профилактические медицинские осмотры — это не только обязательство работодателей, но и неотъемлемая часть современной системы охраны здоровья, построенной на риск-ориентированном подходе.

Медосмотры позволяют сопоставить индивидуальные риски для здоровья работника и риски, связанные с его трудовой деятельностью. Это даёт возможность определить пригодность к работе, а также разработать индивидуальные профилактические программы, направленные на сохранение качества жизни и трудовое долголетие.

Дополнительно к требованиям законодательства GMS Clinic предлагает расширенные медосмотры, адаптированные под корпоративные

требования наших клиентов. Также у нас есть упрощенные медосмотры, направленные на выявление ключевых рисков у работников, не подлежащих обязательным профосмотрам (например, офисный персонал, работающий во 2 классе условий труда).

Кроме того, GMS Clinic является единственной клиникой в России от Владивостока до Калининграда, которая может проводить медосмотры по международному стандарту OGUK.

ЧТО ТАКОЕ СЕРТИФИКАТ OGUK?

Сертификат OGUK — это документ, который выдаётся специалистам нефтегазовой отрасли по итогам медицинского осмотра и действует 2 года. Сертификат подтверждает возможность работать на удалённых и особо удалённых оффшорных объектах нефтегазовой отрасли. В большинстве развитых стран документ является обязательным для допуска к работе на морских проектах.



ПРОФОСМОТР В КЛИНИКЕ GMS — ЭТО:

- Консультации и анализы в одном месте за 2-3 часа с результатами в тот же день;
- Работа по принципам доказательной медицины;
- Понимание потребностей корпоративных клиентов;
- Выдача медицинских сертификатов международного образца (OGUK);
- Доброжелательная атмосфера;
- Доверие лидеров нефтегазовой отрасли в России и за рубежом.

www.gmsclinic.ru
Tel. 7-495-781-55-77
occupational@gmsclinic.ru

Конец эпохи сланцевой нефти?



6

Энергосберегающие технологии разработки неоднородных коллекторов при нестационарном заводнении



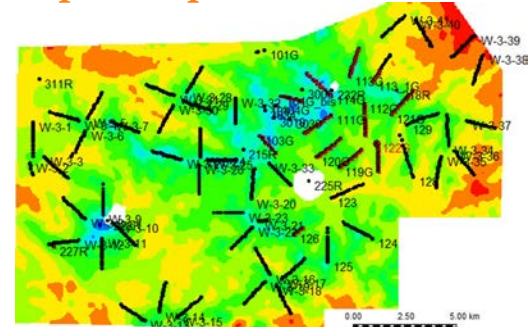
14

Регулирование приемистости нагнетательных скважин нефтяных месторождений



38

Определение радиуса контура питания для горизонтальных скважин с МГРП на верхнеюрских отложениях



42

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

- Конец эпохи сланцевой нефти? 6
- Прямое одобрение обратного акциза 8

События

10

Первой строчкой

12

ДОБЫЧА

- Энергосберегающие технологии разработки неоднородных коллекторов при нестационарном заводнении 14
- О способе доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа 22

ДОБЫЧА

- Регулирование приемистости нагнетательных скважин нефтяных месторождений 28
- Определение радиуса контура питания для горизонтальных скважин с МГРП на верхнеюрских отложениях 34
- Вариации состава извлекаемой нефти Угутского месторождения 40

НЕФТЕСЕРВИС

- Наноструктурированные гели и золи 44
- Ультразвуковые технологии восстановления продуктивности низкодебитных скважин 50

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

- Новые направления поисков и разведки скоплений УВ сырья 58

Вариации состава извлекаемой нефти Угутского месторождения



40



Ультразвуковые технологии восстановления продуктивности низкодебитных скважин

50

Проблемы контроля качества реагентов на основе эфиров целлюлозы для буровых растворов



74

Сравнительный анализ конструктивных особенностей двух- и трехшарошечных буровых долот



80

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

- Виртуальный ввод в эксплуатацию технологической ячейки и обучение персонала с помощью VR 66

- Календарь событий 71

БУРЕНИЕ

- Проблемы контроля качества реагентов на основе эфиров целлюлозы для буровых растворов 74
- Сравнительный анализ конструктивных особенностей двух- и трехшарошечных буровых долот 80

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

- Энергоменеджмент как инструмент снижения затрат на энергоресурсы 84

МАКРОЭКОНОМИКА

- Роль нефтегазовых доходов в иранской экономике в 2020 г. 88

- Хронограф 93

ТОЧКА ЗРЕНИЯ

- Фундаментальные основы нефтегазовой геологии 94
- Россия в заголовках 99
- Есть ли ограничения у бесцехового производства? 100

- Нефтегаз Life 104

- Классификатор 106

- Цитаты 112

181 год назад

В 1839 году французский ученый Э. Беккерель начал экспериментировать с электролитическими ячейками, генерирующими электричество под воздействием солнечного света.

157 лет назад

В 1863 году для освещения Большого и Малого Императорских театров построили небольшой газовый завод.

123 года назад

В 1895 году Россия контролировала 45 % мирового нефтяного рынка, добыча составила 6,5 млн тонн.

117 лет назад

В 1903 году братья Райт впервые запустили самолет на авиационном керосине.

87 лет назад

В 1933 году Standard Oil получила первый контракт на бурение на нефть в Саудовской Аравии.

86 лет назад

В 1934 году основоположник советской школы сверхглубокого бурения Тимофеев Н.С. на о. Артем в Каспийском море опробовали кустовое бурение, при котором несколько скважин бурятся с общей площадки. Впоследствии этот метод стал широко применяться при бурении в условиях ограниченного пространства.

61 год назад

В 1959 году была первая попытка создать международную организацию поставщиков нефти. Участники Арабского нефтяного конгресса в Каире, заключили джентльменское соглашение о совместной нефтяной политике.

53 года назад

В 1967 году в результате шестидневной войны между Израилем и коалицией арабских государств цены на нефть выросли на 20 %.

45 года назад

В 1975 году конгресс США создал стратегический нефтяной запас, чтобы снизить зависимость экономики от экспортной нефти.

32 года назад

В 1988 году произошла крупнейшая в истории авария на нефтяной платформе. Загорелась британская платформа Piper Alpha в Северном Море.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатова
Елена Алифинова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Алексей Михайлович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, Институт энергетической стратегии

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАЕН, Военно-морская академия

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Антон Пауль

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

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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

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

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 «МЕДИКАЛОПР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2021



26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.neftgaz-expo.ru

Реклама

12+





КОНЕЦ ЭПОХИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ?

СОЕДИНЕННЫЕ ШТАТЫ ВНОВЬ ПЫТАЮТСЯ УЖЕСТОЧИТЬ САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ. ЧТО СТОИТ ЗА ЭТИМ СТРЕМЛЕНИЕМ? ТЕНДЕНЦИЯ НА СВОРАЧИВАНИЯ СЛАНЦЕВОЙ ИНДУСТРИИ ПОДСКАЗЫВАЕТ, ЧТО ТАКИМ ОБРАЗОМ АМЕРИКАНЦЫ ПЫТАЮТСЯ ВЫДАВИТЬ С РЫНКА КОНКУРЕНТА, ПРЕДЛАГАЮЩЕГО БОЛЕЕ ДЕШЕВЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ГАЗ. КАК ПОВЛИЯЕТ КРИЗИС АМЕРИКАНСКИХ СЛАНЦЕВЫХ КОМПАНИЙ НА ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК?

Анна Павлихина

О сланцевых углеводородах было известно достаточно давно. Однако, долгое время этот нефтяной массив, оцениваемый сегодня в 425 млрд баррелей, лежал нетронутым в виду отсутствия сколько-нибудь рентабельных технологий. И вот, в начале нулевых такие технологии появились. Совершенствование ГРП, прогресс буровой химии и современное оборудование превратили США в мирового лидера по нефтедобыче. Если 10 лет назад американские компании добывали 44 млрд баррелей, то в прошлом году только сланцевой нефти было добыто 58 млрд баррелей. Несмотря на это, сланцевый бизнес по-прежнему был далек от той рентабельности, которую ожидали инвесторы, и, начиная с 2019 г. американские сланцевые компании начали стремительно терять позиции на рынке. Акции средних предприятий падали в цене, а крупные игроки стали распродавать активы.

В начале лета второй по величине производитель природного газа и двенадцатый по величине производитель нефти в США – компания Chesapeake Energy объявила о банкротстве. Этот гигант с тридцатилетним опытом с самого начала сделавший ставку на добычу сланцевого газа и нефти, применяющий при этом ультра-современные технологии, не устоял перед падением спроса и цен.

Его судьбу с начала 2020 года повторили еще 20 американских производителей сланцевой нефти, среди которых Ultra Petroleum и Whiting Petroleum. Последняя пять лет назад была в числе лидеров по разработке нефтяных полей в штате Северная Дакота, но не выдержала конкуренции. Компании, добывающие нефть в штате Техас, несут меньшие затраты на разработку и могут продержаться при цене 20 долл за барр. Для Whiting Petroleum возможной нижней границей оказалась цена в 50 долл за барр. Для других компаний аналитики Rystad Energy посчитали минимальную рентабельность в 40–45 долл за барр. Но и эти отметки недостаточны



для восстановления добычи, помимо приемлемой цены крупным компаниям нужна устойчивость ее позиции.

Эксперты другой консалтинговой компании – Mizuho Securities USA прогнозируют, что тенденция банкротств среди сланцевых предприятий США только набирает обороты. По их оценкам, из 6 тысяч производителей сланцевой нефти пострадают более 70 %, а в ближайшие два года могут обанкротиться 40 % предприятий.

Несмотря на то, что цена на нефть заняла более или менее устойчивую позицию, остановившись на отметке 40 долл за барр, ожидать восстановления ситуации в ближайшее время не приходится.

В период кризиса компании сократили расходы на 35 %, а количество буровых установок упало до рекордного уровня и это скажется в долгосрочной перспективе. Вероятнее всего, как отмечают эксперты, в течение года отрасль будет консолидироваться.

Но и век тех, кто сохранит позиции на рынке, не долг. Специалисты подсчитали, что при сохранении темпов добычи американской сланцевой нефти хватит на 24 года, а на пик добычи она выйдет уже через пять лет, пик добычи сланцевого газа придется на 2040 год. Это позитивный прогноз, который возможен при сочетании двух основных факторов: высокой и устойчивой цены на углеводороды и стремительном развитии технологий, призванных увеличить коэффициент извлечения.

Пока же ситуация противоположная, чему рады поставщики традиционной нефти и газа, в частности, Россия. Американская сланцевая нефть долгое время была основным сдерживающим фактором в попытках регулировать рынок. Еще один повод для радости российских компаний в том, что в расчете на американский сланцевый газ по Европе раскинулась обширная инфраструктура, готовая принять танкеры с СПГ. Россия, развивающая СПГ-проекты, получит европейский рынок, где ее конкурентами останутся страны Ближнего Востока.

Затоваривание рынка, при прямом участии сланцевой нефти, способствовало понижению цены, что сыграло против американских компаний, занимающихся дорогой добычей сланцевой нефти. Но Америка не захочет терять позиции, завоеванные десятилетним сланцевым бумом, и, вероятно, будет давить на конкурентов, в первую очередь, на Россию, а заодно и Ближний Восток (некоторым могут грозить не только санкции). Есть и другой путь – США будут развивать энерго- и ресурсосберегающие технологии, не зря они считаются (и, осмелюсь утверждать, являются) центром мировой современной науки.

Так или иначе, пример сланцевого бума, простимулировавшего и вобравшего в себя лучшие достижения технологического развития нефтегазовой отрасли, и оказавшийся совершенно невосприимчивым к кризисным моментам, должен послужить поводом задуматься над рисками, которые несет бездумный экспорт чистых углеводородов. ●

ПРЯМОЕ ОДОБРЕНИЕ ОБРАТНОГО АКЦИЗА

Денис Савосин

Правительство РФ одобрило проект федерального закона «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ в части введения обратного акциза на этан, сжиженные углеводородные газы и инвестиционного коэффициента, применяемого при определении размера обратного акциза на нефтяное сырье» и внести его в Госдуму. Законопроект направлен на развитие нефтегазохимического комплекса России.

Вопрос о разработке законопроекта вводящего обратный акциз на этан и СУГ для стимулирования нефтегазохимии, правительство обсуждало с 2018 г. Однако, ведомствам долго не удавалось найти по нему консенсус. В частности, спорным оставался вопрос компенсации обратного акциза на СУГ.

В мае 2020 г., по итогам совещания о поддержке энергетической отрасли, президент РФ В. Путин дал поручения правительству среди которых обеспечение установления вычета по акцизу на этан и СУГ в зависимости от объема инвестиций в нефтегазохимические мощности.

Разработкой законопроекта занимались совместно два ведомства – Минфин и Минэнерго. Чтобы получить обратный акциз на СУГ компании должны с 1 января 2022 года ввести новые мощности по его переработке не менее 300 тыс. тонн в год или обновить существующие производства. Также компании должны заключить с Минэнерго соглашение о модернизации мощностей, согласно которому нужно будет вложить с 2021 по 2027 годы не менее 65 млрд рублей, а в 2020 году направить на переработку более 100 тыс. тонн СУГ. Содержащиеся в документе меры позволят привлечь около 3 трлн руб. новых инвестиций в отрасль.

Ранее глава Минэнерго А. Новак сообщил, что ведомство вместе с Минфином подготовили и внесли в правительство законопроект, направленный на развитие нефтехимии и нефтепереработки.

В июне 2020 г. вице-премьер РФ Ю. Борисов сообщил, что закон об обратном акцизе может заработать уже в 2020 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Традиционные покупатели российского газа сокращают объемы импорта, цена на газ на мировых рынках снижается, а Россия продолжает строить газопроводы во всех направлениях. Найдут ли они свое применение?

Нужно ли России столько газопроводов?

17%

Да, экспорт трубопроводного газа – одна из основных составляющих государственного бюджета

35%

Нет, Европа сокращает закупки, а Китай переходит на СПГ

5%

Да, снижение спроса – временное явление

26%

Нет, конкуренция со стороны СПГ нарастает, а российские газопроводы рассматриваются как запасные

3%

Да, у России много газа, внутри страны столько не переработать

14%

Нет, российские газопроводы тесно сплетены с политикой и создают много проблем, да и строить их дорого

Американские компании, добывающие сланцевую нефть и газ, одна за другой объявляют о банкротстве. Означает ли это, что США снова станут импортерами УВ?

Закончилась ли эра сланцевой нефти и газа?

12%

Да, в начале июля обанкротилась одна из самых старых и крупных сланцевых компаний

15%

Нет, цена на нефть поднимется и сланцевую нефть снова будет выгодно добывать

15%

Да, рентабельных технологий добычи сегодня нет, сверхгигантское сланцевое месторождение Грин Ривер до сих пор не разрабатывают по этой причине

8%

Нет, в Европе построили инфраструктуру для приема СПГ из США, спрос простимулирует предложение

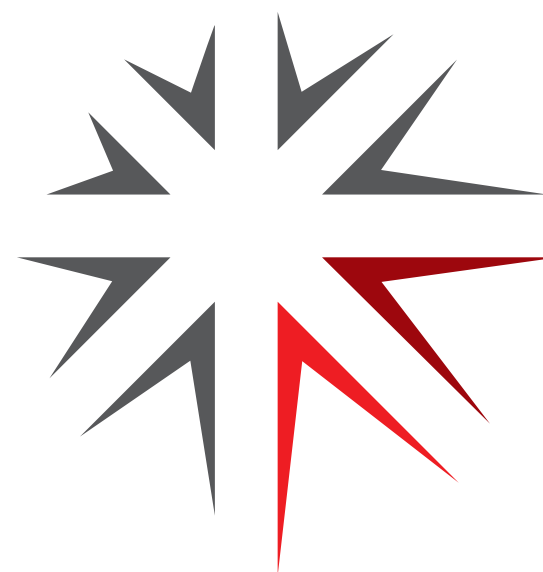
50%

Все в мире циклично, скоро появятся новые технологии и сланцевые нефть и газ снова будет выгодно добывать

6–9
ОКТАБРЯ 2020

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК

РЕКЛАМА



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЁР



ПАРТНЁР



18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2160

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68



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

СП для разработки ТриЗ

Газпром нефть, ЛУКОЙЛ и Татнефть закрыли сделку по созданию СП Новые технологии добычи нефти (НТДН) для поиска и добычи трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) углеводородов в Оренбургской области. Опытно-промышленную разработку Савицкого и Журавлевского участков недр, содержащих доманиковую нефть, планируется начать в 2024 г. Партнеры



объединят операционные и технологические компетенции для наиболее эффективного освоения традиционных залежей нефти, а также разработки рентабельных технологий для промышленного освоения ТриЗ на двух участках недр в Оренбургской области. Одним из ключевых направлений деятельности НТДН станет создание технологий для разработки доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Доманиковые отложения, а также баженовскую свиту, называют аналогами американской сланцевой нефти. Технологий рентабельной добычи на данный момент не существует. Доманиковые отложения распространены на площади в 500 тыс. км² в Волго-Уральском, Тимано-Печорском и Прикаспийском бассейнах, залегая на глубинах в 1–4 тыс. м. Извлекаемые запасы нефти доманика, по оценкам Газпром нефти, составляют 3–6 млрд т.

Однако разработка этих отложений осложняется высокой плотностью породы, низкой проницаемостью, неоднородностью коллектора и наличием больших зон литологического замещения коллекторов непроницаемыми плотными породами.

В портфель активов НТДН вошли граничащие друг с другом Савицкий и Журавлевский участки недр. Опытно-промышленную разработку планируется начать в 2024 г.

Закупки по-китайски

Крупные китайские нефтяные компании собираются сформировать альянс, чтобы совместно заниматься закупками



нефти. Это должно усилить их рыночную позицию, а также создаст крупнейшего в мире покупателя сырья.

Четыре государственных нефтеперерабатывающих завода совместно заявят цену на некоторые сорта нефти. Предварительные переговоры ведут руководство China Petroleum & Chemical, PetroChina, CNOOC и Sinochem Group. Инициатива поддержана правительством Китая и регулирующими органами. Утверждается, что китайские компании таким образом надеются получить и более широкое влияние на объемы и цены покупаемой нефти. На первом этапе альянс намерен коллективно выпускать заявки на определенные российские

марки на спотовом рынке, уже в следующем месяце ожидается совместная подача заявки китайских НПЗ на поставку российской нефти марки ESPO.

Германия откажется от угля к 2038 г.

Бундестаг одобрил законопроект правительства Германии по выходу из угольной энергетики не позднее, чем 2038 г. В Greenpeace и Левой партии законопроект недовольны, т.к. считают, что Германия могла бы уйти от угля и раньше – к 2030 г.

В парламенте также поддержали законопроект по пакету мер финансовой помощи для регионов, закрывающих угледобывающие предприятия. Размер выплат – около 40 млрд евро к 2038 г. Деньги направят на переориентацию экономики в таких землях, как Бранденбург, Саксония, Саксония-Анхальт, Северный Рейн – Вестфалия.



Операторам угольных электростанций выплатят компенсацию за преждевременное закрытие предприятий. Министр экономики и энергетики ФРГ П. Альтмайер заявил, что отказ от угля – «исторический проект поколений», и эпоха угольной промышленности в Германии «безвозвратно уходит». На сегодняшний день в Германии есть только разработки бурого угля открытым способом – в карьерах и разрезах.

Второй ветка ВСМО

Богучанская ТЭС запущена

Продажа квот

Дожли руки до Арктики

Южный поток

Цены на газ

Слишком капиталов

Северный поток достроили

Терминал Утренний построят к 2022 г.

Подписан контракт на строительство СПГ-терминала Утренний проекта Арктик СПГ-2 между ФГУП Гидрографическое предприятие, дочкой Росатома, и Межрегионтрубопроводстроем. Стоимость работ составит 95,7 млрд руб. Подрядчику предстоит выполнить дноуглубительные работы в акватории и на подходном



канале участка № 2 морского порта Сабетта объемом свыше 20 млн м³ донного грунта, построить ледозащитные сооружения общей протяженностью свыше 4,4 км, а также создать объекты системы обеспечения безопасности мореплавания и пункта пропуска через государственную границу. Работы будут выполняться в крайне сжатые сроки (период безледовой навигации в месте проведения работ составляет 60–70 календарных дней в году). Строительство терминала в порту Сабетта позволит увеличить отгрузку углеводородов на экспорт.

Работы будут проводиться в рамках проекта Арктик СПГ-2 и освоения Салмановского (Утреннего) НГКМ НОВАТЭКа, которое станет ресурсной базой для СПГ-завода.

Строительство терминала должно быть завершено в 2022 г. Терминал Утренний будет построен на западном побережье п-ва Гыдан, в районе существующих причальных сооружений Салмановского месторождения.

Северный поток-2 все-таки достроят

Датское энергетическое агентство (DEA) разрешило Nord Stream 2 достроить датский участок Северного потока-2 судами с якорным позиционированием

Оставшаяся для достройки в водах Дании часть МГП Северный поток-2 проходит за пределами той зоны, где не рекомендуется донное траление, постановка на якорь и другие придонные работы из-за рисков, создаваемых сброшенными затопленными боеприпасами



Изменения открывают возможность для использования трубоукладочных суда с якорным позиционированием как отдельно, так и в сочетании с судами, оснащенными системой ДП. Решение было принято DEA спустя всего лишь месяц после подачи заявки, что можно считать рекордной оперативностью ведомства. Однако немедленно начать работы с помощью дополнительных судов Nord Stream 2 не сможет. Выданное DEA в конце октября 2019 г. разрешение, после двух лет проволочек, предусматривает прохождение МГП Северный поток-2 в исключительной экономической зоне Дании к юго-востоку от о. Борнхольм.

Нет земли – нет экспорта

Индия перестанет закупать энергооборудование в Китае и Пакистане.

Ранее Индия импортировала энергетическое оборудование на сумму 710 млрд рупий (9,4 млрд долл. США), включая импорт на сумму 210 млрд рупий (2,8 млрд долл. США) из Китая. Однако теперь, из-за конфликта в пограничной зоне, такое сотрудничество будет прекращено. Министр энергетики Индии уточнил, что госкомпания не смогут отдавать заказы на поставку оборудования китайским организациям. Кроме того, Индия будет проверять все электрооборудование, закупленное ранее за границами страны (в т.ч. в Китае) на наличие вредоносных программ и троянских вирусов.

Китай и Индия давно конфликтуют из-за участка горной территории на севере Кашмира и почти 60 тыс. м² в северо-восточном штате Аруначал-Прадеш.



В регионе Ладакх проходит линия фактического контроля, заменяющая в этом регионе границу между странами. Из-за обострения ситуации страны пытаются повлиять друг на друга экономически.

Индия заблокировала на своей территории 59 мобильных приложений, разработанных в Китае, а также намерена отстранить китайскую компанию Huawei от участия в испытаниях сетей 5G. Китай сообщает, что будет принимать необходимые меры для защиты законных интересов своих компаний в Индии. ●

14 участков недр

с суммарно доказанными запасами **13,09 млн т нефти и 2 млрд м³** предложило Правительство ХМАО-Югры для освоения в 2020 г.

На **5%**

сократилась добыча нефти и газового конденсата в России в 1-м полугодии 2020 г. Добыча газа сократилась на **10%**

Экспорт газа из Ирана в соседние страны увеличился

На **3,6** млрд м³

Общая добыча газа в прошедшей Солнечной хиджре достигла **270 млрд м³**

До **39,68** \$/барр

упала средняя цена Urals в 1-м полугодии 2020 г.

Цена на нефть этого сорта в январе-июне 2019 г. составляла **65,63 долл. США/барр.**

Число нефтегазовых буровых установок в мире в июне 2020 г. сократилось на **1148** ед.

В годовом выражении количество действующих буровых установок сократилось более чем на **50%**

На **45%**

снизился транзит газа через Украину в 1-м полугодии 2020 г.

и составил **24,9 млрд м³**. Газпром использовал **78%** забронированных мощностей

1,95 млн рублей

– сумма заказа Газпрома на трубы большого диаметра, разделенного между **5** поставщиками

На **89%**

забронированы Мощности польского участка МГП Ямал-Европа на следующий газовый год

На **11%**

Татнефть сократила добычу нефти в 1-м полугодии 2020 г.

добыв **13,26 млн т нефти**

РусГидро приобретет у Роснефти

7,68%

акций Сахалинской энергетической компании

Сумма сделки составит **1 млрд руб.**

1,95 млн рублей

составила сумма ущерба из-за несанкционированного отбора газа

В Воронежской области в 1-м полугодии 2020 г. выявлено **37** случаев

185 млн долл. США

выплатит ВТБ Роснефти по мировому соглашению

Компания требовала взыскать с банка 185 млн долл. США основного долга, возникшего из-за неоплаты аккредитивов, и более **7 млн долл. США** процентов за пользование чужими денежными средствами

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

разработки неоднородных коллекторов при нестационарном заводнении

В СТАТЬЕ ВЫЯВЛЕНЫ КАЧЕСТВЕННЫЕ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ И УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОМ ЗАВОДНЕНИИ. ПОКАЗАНО, ЧТО ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ МЕХАНИЗМОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ АКТИВИЗАЦИЯ УПРУГО-КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ. АВТОРЫ ДОКАЗЫВАЮТ, ЧТО ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ПОЛУЦИКЛА ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

THE ARTICLE UNCOVERS QUALITATIVE AND QUANTITATIVE PATTERNS OF HOW NATURAL FACTORS AND CONTROLLING ACTIONS INFLUENCE THE DEVELOPMENT INDEXES OF NON-UNIFORM RESERVOIRS DURING NON-STATIONARY WATER FLOODING. IT WAS SHOWN THAT ONE OF THE MAIN MECHANISMS OF EXTRACTING HYDROCARBONS IS ACTIVATION OF RESILIENT CAPILLARY BACKFLOWS. AUTHORS PROVE THAT EFFECTIVENESS OF CYCLIC WATER FLOODING IS INCREASED WITH AN INCREASE OF THE HALF-CYCLE OF SHELF'S PRESSURE DECREASE

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нестационарное заводнение, разработка неоднородных коллекторов, энергосбережение, добыча углеводородов, нагнетательная скважина.



**Мищенко
Игорь
Тихонович**

заведующий
кафедрой РиЭНМ
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
профессор, д.т.н.



**Бравичева
Татьяна
Борисовна**

доцент кафедры
РиЭНМ
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
к.т.н.



**Бравичев
Кирилл
Арсеньевич**

доцент кафедры
РиЭНМ
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
к.т.н.

Существенная доля запасов углеводородов находится в терригенных и карбонатных неоднородных коллекторах месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири, в т.ч. в пластах с суперколлекторами (Талинская площадь Краснотинского месторождения, Ванкорское и Оренбургское месторождения и т.д.). Среди указанных коллекторов имеются как характеризующиеся наличием гидродинамической связи во всем объеме пласта между слоями, областями, зонами с различной проницаемостью, так и показателями неоднородности в соответствии с классификацией ВНИИнефть имени академика А.П. Крылова (песчанность, расчлененность, зональная и послойная неоднородность) [4]. При определенном сочетании указанных параметров повышение эффективности разработки неоднородных коллекторов возможно при нестационарном заводнении (циклическое заводнение) с целью активизации упруго-капиллярных механизмов нефтеизвлечения.

Несмотря на большое количество исследователей, внесших огромный вклад в развитие

технологий нестационарного заводнения, таких как М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман, Р.Х. Муслимов, А.И. Губанов, Ю.П. Желтов, А.А. Кочешков, В.Г. Оганджянц, А.Т. Горбунов, О.Э. Цынковой, Н.И. Хисамутдинов, В.Е. Гавура, И.Н. Шарбатова, Д.Ю. Крянев и многие другие, до настоящего времени при выборе технологических параметров недостаточно полно учитываются сложные механизмы нефтеизвлечения, связанные с обменом флюидами между неоднородными слоями, областями, зонами.

При нестационарном заводнении в периоды повышения пластового давления возникают гидродинамические градиенты давления в сторону малопроницаемых элементов пласта, в т.ч. усиливающие процесс капиллярной пропитки. При этом увеличивается упругий запас и, следовательно, объем воды, внедряемой в пласт. В период снижения пластового давления знак градиента давления меняется, и внедрившаяся вода вместе с нефтью получают возможность обратного перетока в высокопроницаемые участки; из-за микрон неоднородности

поровой среды и ее гидрофильных свойств (особенности смачивания) часть нефти в наименее мелких порах замещается водой под действием капиллярных сил. В полувеличении снижения пластового давления происходит расширение системы пласт – флюид, способствующее выравниванию давления в областях с различной пьезопроводностью, т.е. перетоку флюида в высокопроницаемые составляющие.

Обобщение результатов теоретических, экспериментальных и промысловых исследований показало, что в настоящее время недостаточно обоснованы критерии применения как самих технологий нестационарного заводнения, так и технологических параметров (продолжительность полуциклов, гидродинамические градиенты и др.). Это связано с большим числом природных и технологических факторов, влияющих на эффективность разработки указанных коллекторов. Для оценки влияния указанных факторов на эффективность разработки исследуемых коллекторов используются приближенные зависимости, полученные при соответствующих допущениях, а также статистические зависимости как результат обобщения промысловых и экспериментальных лабораторных исследований. Учитывая вышеизложенное, дальнейшее изучение процессов извлечения углеводородов связано с проведением численных

исследований при использовании современных программных продуктов. Для планирования, проведения и анализа численных исследований необходима разработка соответствующих научно-методических основ.

Методика планирования и проведения численных исследований процессов разработки карбонатных коллекторов порово- трещинного типа

Численные исследования проведены на подробных секторных моделях, в т.ч. на моделях двойной проницаемости. Данная модель предполагает моделирование двух сред: трещинной и поровой. Размер ячейки сеточной области составлял 20×20×5 метров. Капиллярные давления на начало расчетов в блоках матрицы задаются постоянными, что соответствует однородности блоков на микроуровне. Такое допущение можно считать оправданным для низкопроницаемой матрицы без учета микротрещин и каверн. В противном случае капиллярная пропитка реализуется в значительно меньшей степени.

Все закономерности, полученные в результате численных исследований по моделям фрагментов пластов, выявлены в рамках принятых допущений и в тех пределах, в которых варьировались природные параметры. Вместе

с тем результаты численных исследований являются достоверными (при принятых допущениях), поскольку при построении моделей фрагментов максимально учитывались геолого-промысловые условия.

Следует отметить, что при применении циклического заводнения может иметь место гистерезис фазовых проницаемостей и капиллярных давлений, а также гистерезис проницаемости системы при увеличении эффективного давления (полуцикл снижения давления). Указанные выше процессы могут учитываться в современных программных продуктах по гидродинамическому моделированию. Для повышения достоверности гидродинамических расчетов необходимо иметь полный комплекс геолого-геофизических исследований и данные физического моделирования. Например, при гидравлическом обжиге керна можно оценить границы изменения пластового давления при недопущении необратимых потерь проницаемости системы.

Гидродинамическая модель фрагмента карбонатного пласта для проведения численных исследований построена на основе фильтрационно-емкостных и физических свойств системы, близких к условиям Приразломного месторождения арктического шельфа РФ. Гидродинамические модели фрагментов терригенного пласта с суперколлектором и терригенного неоднородного



РИС. 1. Динамика накопленной добычи нефти при циклическом и стационарном заводнении

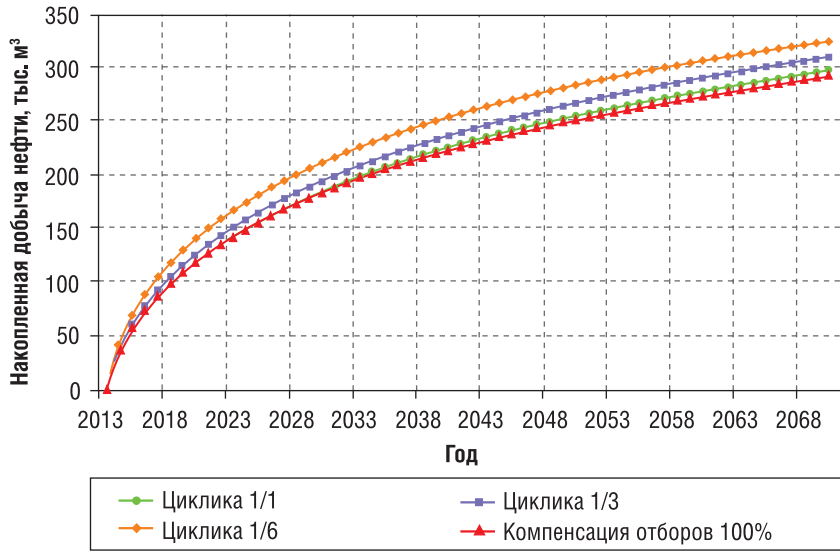


РИС. 2. Характеристики вытеснения «Обводненность – КИН» при циклическом и стационарном заводнении

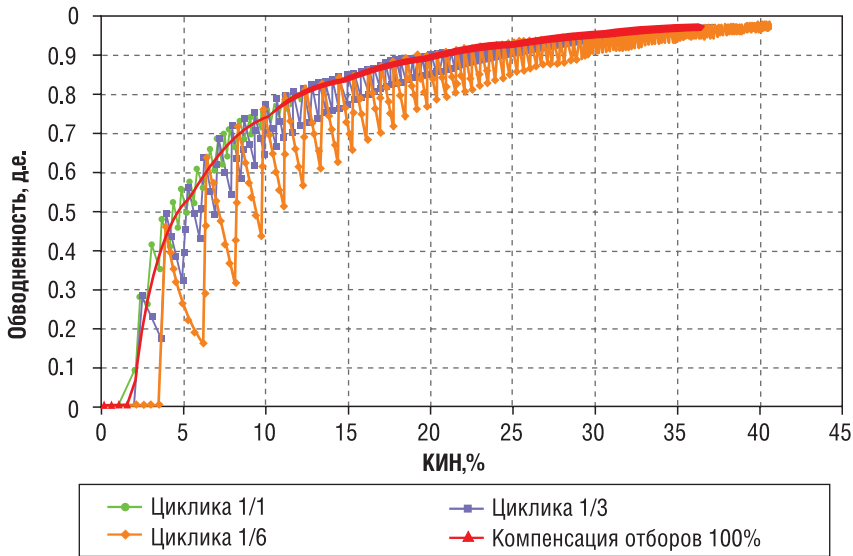
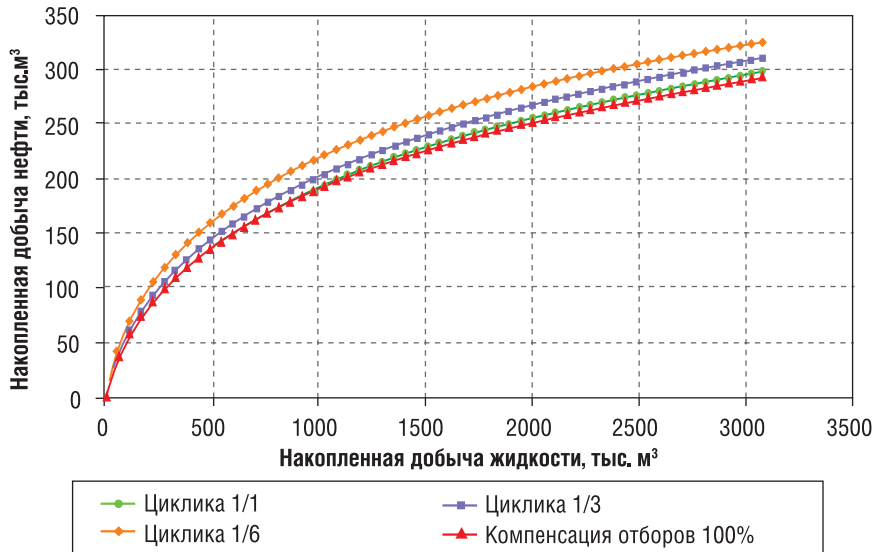


РИС. 3. Характеристики вытеснения «Накопленная добыча нефти – накопленная добыча жидкости» при циклическом и стационарном заводнении



расчлененного пласта построены для условий, близких к Талинской площади Красноленинского месторождения и для одного из горизонтов месторождения Узень Республики Казахстан, показатели неоднородности которого соответствуют эффективному применению нестационарного заводнения [4].

Во всех случаях капиллярное давление низкопроницаемых составляющих соответствовало особенностям смачивания исследуемых коллекторов, а также учитывалось изменение проницаемости системы от эффективного давления, что позволяет наиболее полно учесть возможность активизации упругих и капиллярных сил при применении циклического заводнения.

Авторами был проведен значительный комплекс исследований для получения закономерностей влияния природных параметров и управляющих воздействий на показатели разработки указанных типов неоднородных коллекторов [1–3].

Ниже приведены результаты, которые можно считать типовыми для обоснования технологических параметров при циклическом заводнении.

Влияние гидродинамических градиентов при стационарном заводнении карбонатных коллекторов

На первом этапе исследования изучалось влияние гидродинамических градиентов на эффективность разработки карбонатных коллекторов порово-трещинной структуры (основные запасы приурочены к низкопроницаемой матрице). Проведены расчеты для модели с размерами блоков матрицы 10×10×10 м при полной компенсации, перекомпенсации (105 %) и неполной компенсации (95 %) (таблица 1, рисунки 1–3). Под уровнем компенсации в данном случае понимается ограничения на дебиты и приемистости скважин. При разных ограничениях пластовые давления поддерживаются на разных уровнях. Результаты расчетов показали, что недокомпенсация приводит к увеличению накопленной добычи нефти по сравнению

ТАБЛИЦА 1. Показатели для вариантов разработки порово-трещинного коллектора с различными размерами блоков матрицы

№	Название варианта	Накопленная добыча нефти, тыс. м³	Накопленная добыча воды, тыс. м³	Накопленная закачка, тыс.м³	Срок разработки, год	Обводненность, д.е.	КИН, %	Изменение КИН, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Проницаемость матрицы 5 мД, трещин – 200 мД, размер матричного блока 10х10х10 м								
13	Компенсация отборов	222,56	2839,06	3092,14	57	0,98	27,71	–
14	Перекомпенсация	215,76	2852,79	3107,54	57	0,98	26,86	-3
15	Неполная компенсация	239,54	2676,04	2922,57	57	0,97	29,82	8
16	Циклика 1/1	259,14	2801,65	3100,74	57	0,97	32,26	16
17	Циклика 1/3	277,41	2777,77	3088,07	57	0,97	34,54	25

с полной компенсацией на 7 %, перекомпенсация – к уменьшению на 3 %. При этом в варианте в недокомпенсацией уменьшается накопленная добыча воды на 6 % и накопленная закачка на 5 % по сравнению с базовым вариантом при полной компенсации. Добыча воды и закачка в варианте с перекомпенсацией сопоставимы с показателями в базовом варианте. Так, вариант с неполной компенсацией характеризуется более высокими показателями разработки (табл. 1). Неполная компенсация приводит к постепенному снижению пластового давления. Поэтому данный вариант характеризуется более низкими гидродинамическими градиентами давления в пласте, что способствует активизации упруго-капиллярных сил. Напротив, в варианте с перекомпенсацией наблюдается рост пластового давления до некоторого максимального значения, величина которого зависит от приемистости нагнетательной скважины. Более подробно исходные данные для построения секторных гидродинамических моделей приведены в [1].

Обоснование режимов работы добывающих и нагнетательных скважин при циклическом заводнении карбонатных коллекторов

Представлены результаты численных исследований процесса циклического заводнения для рассмотренной модели

карбонатного пласта. Сравнение показателей разработки проведено с вариантом полной компенсации отборов закачкой. Рассмотрено три варианта циклического заводнения (циклика 1/1, циклика 1/3, циклика 1/6). Под цикликой 1/3 понимается, что нагнетательная скважина находится в работе, например, 1 месяц с последующей остановкой на 3 месяца. Добыча ведется постоянно. Аналогично для других вариантов циклического заводнения. Кроме того, приведено исследование влияния продолжительности полуциклов добычи на эффективность нефтеизвлечения. В данном разделе циклическое заводнение рассмотрено как альтернатива традиционному заводнению.

В целом рассмотренные варианты циклического заводнения характеризуются лучшими показателями разработки по сравнению с базовым вариантом стационарного заводнения при полной компенсации (рисунки 1–3, таблица 1). Так, накопленная добыча для циклики 1/6 выше на 11 %, незначительно уменьшаются объемы попутно добываемой воды и закачка (1–2 %) (таблица 1). Однако циклика 1/1 не приводит к значительным изменениям показателей разработки. Это свидетельствует о том, что для данных геолого-промысловых условий более эффективной оказывается циклическое заводнение с неравномерными полуциклами при увеличении продолжительности полуцикла добычи [1].

Применение систем горизонтальных скважин при циклическом заводнении карбонатных коллекторов

Для исследуемого типа карбонатных коллекторов (проницаемость матрицы 5 мД, проницаемость трещин – 200 мД) оценивались показатели разработки при циклическом заводнении при применении горизонтальных добывающих скважин (ГС) при шахматном расположении. Длины добывающих горизонтальных скважин: 200, 400, 600, 800, 1000 м. Рассмотрены варианты циклического заводнения с полуциклом повышения пластового давления (закачки) продолжительностью 1 месяц; продолжительность полуциклов падения пластового давления изменялась от 1 до 6 месяцев, рисунок 4.

Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов (проницаемость матрицы – 3 мД, проницаемость трещин – 30 мД), длины добывающих горизонтальных скважин: 200 и 1000 м, рассмотрены варианты циклического заводнения с полуциклом повышения пластового давления (закачки) продолжительностью 1 месяц; продолжительность полуциклов падения пластового давления изменялось от 1 до 6 месяцев, рисунок 5.

Учитывая вышеизложенное, циклическое заводнение эффективно для

РИС. 4. КИН в зависимости от длительности полуцикла падения пластового давления и длины ГС для высокопроницаемого коллектора

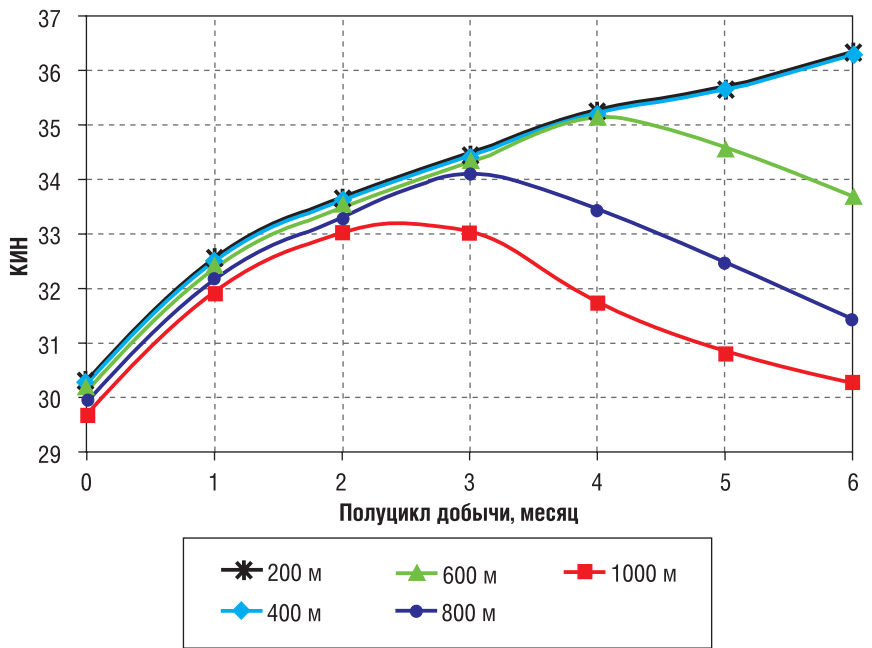
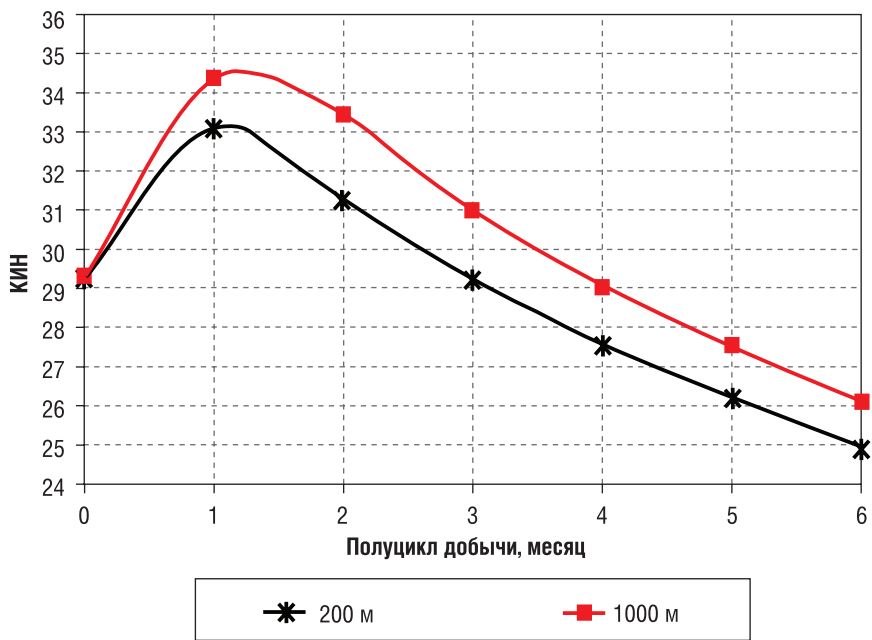


РИС. 5. КИН в зависимости от длительности полуцикла падения пластового давления и длины ГС для низкопроницаемого коллектора



низкопроницаемого карбонатного коллектора при одинаковой продолжительности полуциклов. При этом с увеличением длины горизонтального участка эффективность нефтеизвлечения возрастает, в то время как для высокопроницаемого коллектора при увеличении длины горизонтальных скважин эффективность нефтеизвлечения снижается вследствие обводнения продукции ГС по трещинам.

Обоснование режимов работы добывающих и нагнетательных скважин при циклическом заводнении пластов с суперколлектором

При проведении численных исследований получены количественные закономерности влияния на эффективность заводнения следующих природных и технологических параметров:

проницаемости основного низкопроницаемого пласта и суперколлектора, а также продолжительности полуциклов.

При проведении численных исследований в пластах с суперколлекторами также получены количественные закономерности влияния указанных выше природных и технологических параметров (продолжительность полуциклов и др.). Так, влияние полуцикла закачки (при длительности полного цикла 90 суток) при различных проницаемостях основного пласта и суперколлектора (рис. 6).

Эффективность циклического заводнения оценивалась по сравнению со стационарным заводнением при максимально возможной добыче жидкости. В работе изменялся только режим работы нагнетательно скважины, добыча осуществляется непрерывно.

Численные исследования проводились при участии аспиранта кафедры Загайнова Александра Николаевича [2].

Обоснование режимов работы добывающих и нагнетательных скважин при циклическом заводнении расчлененных коллекторов

При численных исследованиях оценивалось влияние на показатели разработки момента начала применения циклического заводнения и соотношения полупериодов закачки и падения пластового давления в соответствии с таблицами 2–5 и рисунками 7, 8. Практически все исследуемые технологии циклического заводнения позволяют увеличить накопленную добычу нефти и снизить водонефтяной фактор за исследуемый период времени (30 лет) [3].

Следует отметить, что при применении циклического заводнения с начала разработки в пласте практически отсутствует подвижная вода и перетоки между прослоями приводят лишь к обмену равным количеством нефти – циклическое заводнение снижает темпы отбора нефти и практически не влияет на динамику обводнения. Циклическое заводнение начинает работать по мере насыщения водой высокопроницаемого коллектора.

Получены зависимости относительного прироста добычи нефти и снижения ВНФ от доли периода бездействия, причем указанная доля периода бездействия – отношение длительности периода, в течение которого нагнетательная скважина бездействует, к общей продолжительности цикла (рис. 7, 8). Оптимальная доля периода бездействия составляет 0,3–0,5 д. ед. и практически не зависит от длительности цикла, который может составлять от 2 до 8 недель, причем с увеличением периода остановки нагнетательной скважины снижается ВНФ.

Таким образом, показано, что для исследуемых условий [3] технологии циклического заводнения более эффективны по сравнению со стационарным заводнением, накопленная добыча нефти увеличивается на величину более 10 %, а водонефтяной фактор снижается на величину от 10 до 90 %. Оптимальное отношение периода бездействия нагнетательной скважины к длительности цикла составляет 0,3–0,5 д. ед. Длительность цикла в диапазоне от 1 до 8 недель практически не влияет на эффективность циклического заводнения. Циклическое заводнение целесообразно начинать после прорыва воды в добывающие скважины. Позднее начало циклического заводнения снижает его эффективность, однако оно все равно остается эффективнее стационарного заводнения. Эффективность циклического заводнения зависит от соотношения показателей послойной и зональной неоднородности в соответствии с результатами интерпретации ГИС.

Закключение

Для повышения эффективности разработки неоднородных коллекторов, в том числе карбонатных, при нестационарном заводнении выявлены качественные и количественные закономерности влияния на показатели разработки природных факторов (макро- и микронеоднородности пластов по фильтрационно-емкостным и физическим свойствам) и управляющих воздействий (расстановка и режимы работы добывающих и нагнетательных скважин и др.).

РИС. 6. Диаграмма максимального КИН для различного соотношения проницаемостей НПК и ВПК

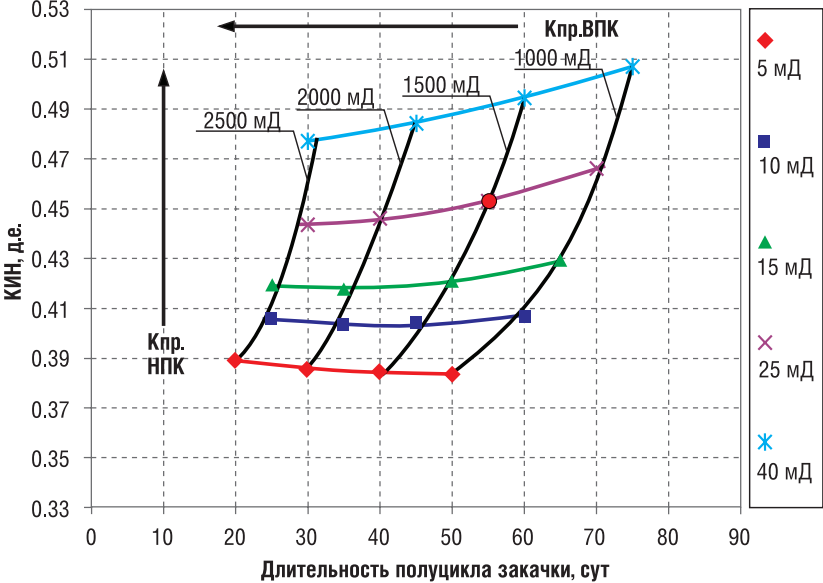


ТАБЛИЦА 2. Зависимость КИН за расчетный период от продолжительности полуцикла падения пластового давления

КИН, д. ед		период простоя, сутки			
		7	14	28	56
период закачки, сутки	7	0,341	0,342	0,308	0,282
	14	0,348	0,348	0,339	0,318
	28	0,345	0,356	0,356	0,337
	56	0,335	0,341	0,357	0,348

ТАБЛИЦА 3. Зависимость относительного прироста добычи нефти от продолжительности полуцикла падения пластового давления

изменение добычи нефти, %		период простоя, сутки			
		7	14	28	56
период закачки, сутки	7	8 %	5 %	-3 %	-11 %
	14	10 %	10 %	7 %	0 %
	28	9 %	12 %	12 %	6 %
	56	6 %	8 %	13 %	10 %

ТАБЛИЦА 4. Значения ВНФ за расчетный период от продолжительности полуциклов закачки и падения пластового давления

ВНФ, м³/м³		период простоя, сутки			
		7	14	28	56
период закачки, сутки	7	5,02	3,22	1,74	0,94
	14	6,7	4,78	3	1,97
	28	8,14	6,35	4,52	2,95
	56	9,45	5,02	6,19	4,57

ТАБЛИЦА 5. Относительное изменение водонефтяного фактора при циклическом заводнении

изменение ВНФ, %		период простоя, сутки			
		7	14	28	56
период закачки, сутки	7	-52%	-69%	-83%	-91%
	14	-36%	-54%	-71%	-81%
	28	-22%	-39%	-57%	-72%
	56	-10%	-52%	-41%	-56%

РИС. 7. Зависимость прироста добычи нефти от доли периода бездействия нагнетательных скважин

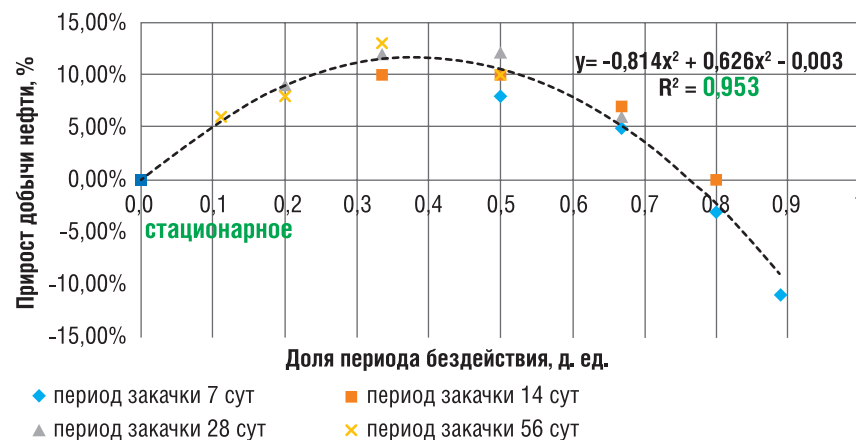
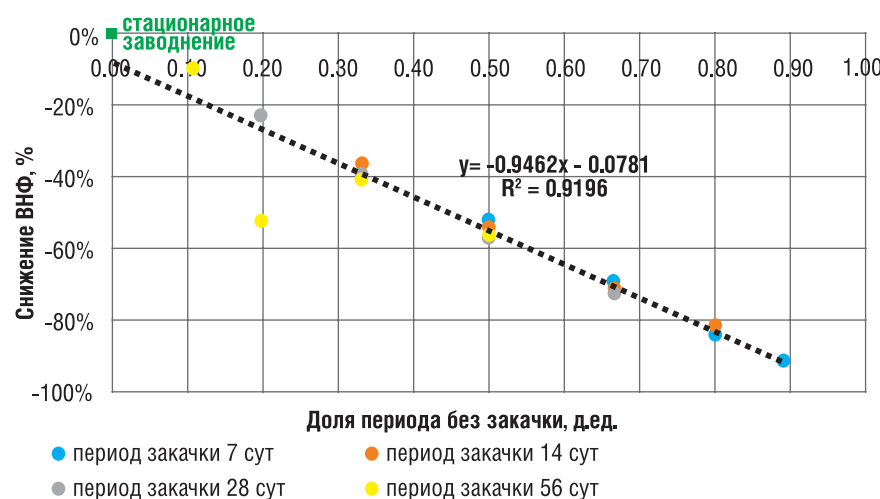


РИС. 8. Зависимость снижения ВНФ от доли периода бездействия



Показано, что одним из основных механизмов извлечения углеводородов является активизация упруго-капиллярных проявлений. Вместе с тем при изменении эффективного давления необходимо учитывать кинетику проницаемости.

Зависимость проницаемости от изменения эффективного давления может быть получена при воспроизведении испытаний скважин. Для обоснования границ изменения пластового давления необходимо физическое моделирование процессов увеличения и уменьшения эффективного давления при гидравлическом обжиге керна для учета необратимых потерь фильтрационно-емкостных свойств (гистерезис проницаемости).

Эффективность циклического заводнения увеличивается с увеличением полуцикла падения пластового давления. Это связано с активизацией

упругих и капиллярных проявлений в пластовой системе при нестационарном режиме разработки.

Для пластов с суперколлекторами определены параметры полуциклов повышения и падения пластового давления при циклическом заводнении, которые позволяют достичь максимального коэффициента извлечения нефти для различного соотношения проницаемостей низко- и высокопроницаемых слоев (при соответствующих зависимостях капиллярных давлений и остаточной водонасыщенности). Так, в пласте с проницаемостью низкопроницаемых слоев 25 мД и суперколлектора – 1500 мД максимальный КИН, равный 0,453 (точка 1), достигается при циклическом заводнении с продолжительностью полуцикла закачки 55 суток.

При применении циклического воздействия для расчлененных коллекторов в соответствии

с методикой ВНИИнефть имени акад. А.П. Крылова рациональное соотношение полупериодов закачки и простоя нагнетательных скважин получается различным, несмотря на существенное влияние упруго-капиллярных сил. Длительность цикла в диапазоне от 1 до 8 недель практически не влияет на эффективность циклического заводнения. Полученные результаты можно считать типовыми для исследуемого типа коллекторов. Для расчлененных пластов с показателями зональной и послойной неоднородности благоприятными по классификации ВНИИнефть имени акад. А.П. Крылова выявлены и систематизированы количественные закономерности влияния технологических параметров при циклическом заводнении на эффективность нефтеизвлечения.

Следует отметить, что при циклическом заводнении может иметь место гистерезис фазовых проницаемостей и капиллярных давлений, а также гистерезис проницаемости системы при увеличении эффективного давления (полуцикл снижения давления). Указанные выше процессы должны учитываться в современных программных продуктах по гидродинамическому моделированию. Для повышения достоверности гидродинамических расчетов необходимо иметь полный комплекс геолого-геофизических исследований и данные физического моделирования. ●

Литература

1. Мищенко И.Т., Бравичев К.А., Загайнов А.Н. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов порово-трещинного типа с низкопроницаемой гидрофильной матрицей // Нефть, газ и бизнес, 10/2013, с. 34–42.
2. Мищенко И.Т., Бравичев К.А., Загайнов А.Н. Обоснование технологии циклического заводнения пластов с суперколлекторами в условиях упругих деформаций // Нефтяное хозяйство, 10/2014, с. 89–91.
3. Мищенко И.Т., Бравичев К.А., Казаков К.В., Шайхлисламова Э.Р. Анализ эффективности применения технологии циклического заводнения в неоднородных расчлененных коллекторах // Вестник ассоциации буровых подрядчиков, 2/2019, с. 34–40.
4. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2008. – 208 с.

KEYWORDS: non-stationary flooding, development of heterogeneous reservoirs, energy saving, hydrocarbon production, injection well.



ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.



БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчика.
- 100% контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.



РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18х30 м.
- Организация рабочих мест, исключая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.



БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодоверточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

О СПОСОБЕ ДОРАЗРАБОТКИ ВОДОПЛАВАЮЩЕЙ ЗАЛЕЖИ с запасами низконапорного газа



Закиров Эрнест Сумбатович
главный научный сотрудник ИПНГ РАН, д.т.н., профессор РАН



Аникеев Даниил Павлович
старший научный сотрудник ИПНГ РАН, к.т.н.



Закиров Сумбат Набиевич
главный научный сотрудник ИПНГ РАН, д.т.н., профессор



Алексеева Юлия Владимировна
младший научный сотрудник ИПНГ РАН

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЩЕНИЮ СПОСОБ ДОБЫЧИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА. ОН ОСНОВАН НА СОЗДАНИИ ЭКРАНА ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДИНАМИКОЙ ПОСТУПЛЕНИЯ ВОДЫ В ЗОНУ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПОДТВЕРЖДЕНЫ РАСЧЕТАМИ НА СИНТЕТИЧЕСКОЙ 3D ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

THIS ARTICLE CONSIDERS NEW METHOD OF LOW-PRESSURE GAS PRODUCTION BEING AN ALTERNATIVE TO DEPLETION. IT IS BASED ON PRESSURE SCREEN CREATION TO CONTROL DYNAMICS OF WATER FLOW TO PRODUCING WELLS BOTTOM HOLES. THEORETICAL PRESUPPOSITIONS ARE CONFIRMED BY FLOW SIMULATIONS BASED ON A SYNTHETIC 3D HYDRODYNAMIC MODEL

Ключевые слова: низконапорный газ, сеноманские отложения, заводнение, стадия падающей добычи.

Значительный вклад в добычу природного газа в России вносят массивные водоплавающие залежи ряда уникальных месторождений Западной Сибири, приуроченные к высокопродуктивным сеноманским отложениям. Так, например, Сеноманская газовая залежь является основным объектом разработки Медвежьего газового месторождения и находится в эксплуатации с 1972 г. Большинство таких залежей сегодня находятся в стадии падающей добычи при низких пластовых давлениях.

Из-за добычи газа при низких дебитах (в силу пониженных депрессий), а также дополнительных затрат на сбор, подготовку и компримирование добываемого газа для его подачи в магистральный газопровод, возникает проблема поддержания функционирования ряда месторождений в режиме рентабельной разработки.

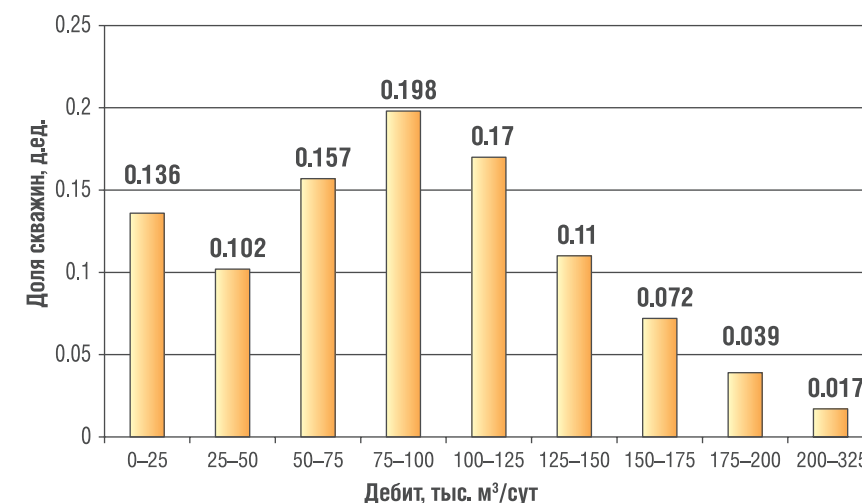
При этом суммарные запасы низконапорного газа в России оцениваются величиной вплоть до 6 трлн м³, что соответствует добыче газа в стране в течение более 10 лет. Необходимость принятия эффективных решений по извлечению низконапорного газа касается всех месторождений, приуроченных к сеноманским залежам, за исключением

сравнительно недавно введенного в разработку Заполярного месторождения. Так, эта задача актуальна для Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского, Вынгапуровского и других месторождений.

Начальные эксплуатационные дебиты газовых скважин сеноманской залежи Медвежьего месторождения составляли 1–1,5 млн м³/сут. В настоящее время, вследствие снижения пластового давления, фактический средний дебит скважин по газу составляет около 90 тыс. м³/сут (рис. 1, [1]). Среди текущих проблем эксплуатации можно отметить низкие устьевые давления, водо- и пескопроявления, а также низкие скорости газа в стволе скважины, что заставляет производить замену насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра [2]. Можно выделить две типичные проблемы. Во-первых, учет и преодоление природных и техногенных осложнений при текущей добыче газа. Во-вторых, повышение уровня добычи формирующихся объемов низконапорного газа, то есть общего коэффициента извлечения газа (КИГ).

Можно провести параллели между второй проблемой повышения КИГ и организацией отбора газа из

РИС. 1. Гистограмма распределения дебитов скважин по газу на сеноманской залежи по состоянию на 1.01.2016 г. [1]



подземного хранилища газа (ПХГ), созданного в истощенном газовом месторождении или в водоносном пласте.

Например, в работе [3] предложено создание экрана с пониженными фильтрационными свойствами для блокирования нежелательного продвижения воды. Экран создается за счет закачки в скважины специального реагента, тем самым его расположение и эффективность сильно связаны с фондом скважин и свойствами материала будущего экрана проникать в пористую среду. Реализация данной идеи может потребовать значительных объемов дополнительного бурения. В качестве реагентов в различных работах рассматриваются: цементные растворы, гидрофобные эмульсии и суспензии, поверхностно-активные вещества (ПАВ), пенные системы [4].

В данной статье ниже рассматривается альтернативный способ добычи низконапорного газа. В предлагаемом нами способе вместо создания экрана со сниженными проницаемостями, сопряженного с рядом трудностей, предлагается управление динамикой поступления воды в зону добывающих скважин.

Необходимость принятия эффективных решений по извлечению низконапорного газа касается почти всех месторождений, приуроченных к сеноманским залежам. Эта задача актуальна для Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского, Вынгапуровского и других месторождений

Можно говорить о формировании экрана давления в районе добывающих скважин.

Описание технологии

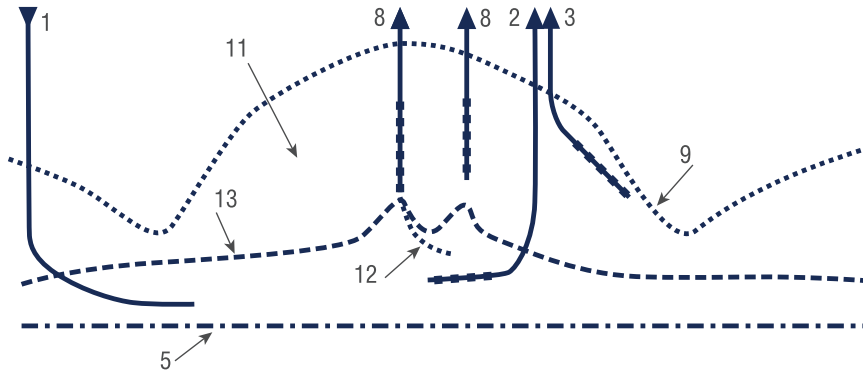
Нами предложена технология доразработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа для реализации на месторождении, которое уже разбурено вертикальными добывающими скважинами [5]. Применение вертикальных добывающих скважин и их эксплуатация без поддержания

пластового давления являются типичными схемами разработки сеноманских залежей. В предлагаемом способе существующий фонд скважин, в пределах сформированных установок комплексной подготовки газа (УКПГ), дополняют одной или несколькими горизонтальными скважинами для добычи воды из интервалов ниже текущего уровня газо-водяного контакта (ГВК), но выше его изначального уровня. Соответствующие скважины выполняют роль разгрузочных, перехватывающих воду на подступе к эксплуатационным скважинам залежи. А в периферийных зонах, за пределами зон разбуривания УКПГ, в соответствии с предлагаемым

способом осуществляют бурение одной или нескольких горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды в интервалы ниже текущей отметки ГВК (водонагнетательные). Кроме того, для поддержания добычи газа на целевом уровне, за пределами зон разбуривания УКПГ бурят одну или несколько горизонтальных добывающих скважин с проводкой ствола в верхней части продуктивного пласта ближе к его кровле. В случае, если продолжается продвижение подошвенной воды к забоям



РИС. 2. Схема расположения скважин на продольном профильном разрезе сеноманской залежи



вертикальных добывающих скважин, в первоочередных скважинах-кандидатах на обводнение интервалы перфорации сокращают на 5–10 метров за счет цементирования их нижней части.

Бурение разгрузочных горизонтальных скважин для добычи пластовой воды в зоне проблемных УКПГ (УКПГ с обводняющимися скважинами) ниже отметки текущего уровня ГВК, но выше уровня начального ГВК решает задачу предотвращения дальнейшего продвижения ГВК в зоне УКПГ. Соответственно, и проблему дальнейшего обводнения продукции скважин, а также пескопроявлений. В ряде случаев вместо бурения горизонтальной скважины возможно бурение бокового горизонтального ствола из одной из вертикальных скважин, выбывающей из эксплуатации по различным причинам.

Добыча воды из зоны выше начального ГВК частично решает проблему извлечения защемленного газа. Поскольку часть запасов защемленного газа при добыче воды приобретает подвижность в силу снижения давления и будет извлечена на поверхность.

Как уже говорилось, на периферии от рассматриваемого УКПГ бурят одну или несколько горизонтальных нагнетательных скважин для закачки воды. С одной стороны, эти скважины способствуют утилизации добываемой пластовой воды. С другой стороны, закачиваемая вода вытесняет периферийный низконапорный газ к забоям добывающих вертикальных скважин.

При этом отбираемая из месторождения вода может быть использована в целях контроля продвижения ГВК и оценки активных объемов месторождения, например, на основе способа, изложенного в патенте [6]. Наиболее ценным источником информации должен быть компонентный состав воды, добываемой из разгрузочных скважин, так как он наиболее близок к составу фактической пластовой воды в районе ГВК.

На рис. 2 приведен схематический профильный разрез пласта через зону УКПГ в направлении длинной оси структуры залежи. В значительной степени, данный рисунок поясняет идею предлагаемого способа доработки. Цифрами отмечены: 1 – горизонтальная нагнетательная скважина для закачки воды;

2 – горизонтальная разгрузочная скважина для добычи воды; 3 – горизонтальная добывающая скважина для добычи газа; 5 – начальный ГВК; 8 – вертикальные добывающие скважины УКПГ; 9 – кровля продуктивного пласта; 11 – газонасыщенная область пласта; 12 – разгрузочный боковой горизонтальный ствол из вертикальной добывающей скважины; 13 – текущее положение ГВК.

При этом только скважины, отмеченные на рис. 2 цифрой 8, являются существующими на УКПГ на момент начала реализации предлагаемого способа. Скважины под номерами 1, 2, 3 добуриваются в процессе модернизации системы разработки месторождения. Их количество, положение и другие параметры (диаметр, длина горизонтального ствола) определяются по результатам математического моделирования на модели конкретной залежи или секторной модели УКПГ.

Оценочные расчеты

С целью подтверждения технологической привлекательности предлагаемого способа нами выполнены расчеты на условной 3D модели пласта. Степень условности связана с точностью воспроизведения степени неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Рассматриваемая 3D модель характеризуется

параметрами, типичными для сеноманских отложений, но отличается большей степенью однородности ФЕС. 3D модель соответствует условной зоне одного УКПГ, включает разностные сетки на газонасыщенную и водонасыщенную области.

Начальные запасы газа в 3D модели составили 270 млрд ст.м³. Под первоначальным ГВК использована расширенная сеточная зона для численного моделирования влияния обширного водонапорного бассейна. При создании 3D модели авторы ориентировались на типовые параметры месторождения Медвежье.

Ширина моделируемого участка (размер в направлении, перпендикулярном разрезу на рисунке 2) составляет 14 км. Четыре скважины в купольной части моделируют условные кусты добывающих скважин в пределах одного УКПГ.

На секторной модели в общих чертах воспроизведен процесс добычи газа при сложившейся системе разработки с 1974 по 2010 г. Включающий падение давления и подъем ГВК. На основе садаптированной модели затем выполнялись прогнозные расчеты на 30 лет, в которых сопоставлялись различные подходы к изменению системы разработки.

На рис. 3 представлен профильный разрез с распределением водонасыщенности на конец адаптации истории разработки. Явно прослеживаются конусы воды, подтянувшиеся от первоначального ГВК к кустам добывающих скважин УКПГ.

Всего в 3D модели использовалось несколько групп скважин с различными технологическими задачами. Их характеристики представлены в табл. 1.

Важным и влияющим на результаты моделирования параметром является режим работы добывающих скважин, система ограничений на добычные возможности. В табл. 2 сопоставляются 2 варианта доработки. После 2010 г. во всех вариантах скважины работают на заданном забойном давлении. Только в первом варианте добыча газа ничем не ограничена. А во втором варианте используется контроль по максимальному

ТАБЛИЦА 1. Группировка фонда скважин

Группа №	Тип скважины	Роль скважины	Номер на рис. 2	Кол-во скважин в группе
1	вертикальная	Газодобывающая	8	4*
2	горизонтальная	Вододобывающая	2	2
3	горизонтальная или вертикальная	водонагнетательная	1	2
4	горизонтальная	Газодобывающая	3	2

* Каждая скважина в группе моделирует условный куст из 6 скважин

ТАБЛИЦА 2. Сопоставляемые варианты контроля объемов добываемой воды

Вариант	Добыча за 2010–2040 гг.		Ср. давление на конец разработки
	газ млрд. м3	вода тыс. м3	бар.
Без контроля добычи воды	25.91	2643	11.1
С ограничением по ВГФ	18.92	604	15.6

ТАБЛИЦА 3. Краткая характеристика групп сопоставляемых вариантов

Вариант	Описание
История	Воспроизводит условный процесс исторической разработки месторождения с использованием уже сформированного фонда вертикальных добывающих скважин.
I	Базовый вариант. Разработка осуществляется сложившимся фондом вертикальных добывающих скважин, без дополнительного бурения.
II	В дополнение к вертикальным добывающим скважинам бурятся горизонтальные разгрузочные скважины, осуществляющие перехват продвигающейся к добывающим скважинам воды.
III	В дополнение к варианту II организована закачка воды для вытеснения газа к газодобывающим скважинам.
IV	Разработка осуществляется фондом согласно варианту III с дополнительными горизонтальными газодобывающими скважинами на периферии.
V	Разработка осуществляется сложившимся фондом скважин согласно варианту III с дополнительными горизонтальными газодобывающими скважинами, расположенными в зоне УКПГ.

отношению добычи воды к добыче газа, т.е. используется ограничение на водо-газовый фактор (ВГФ). Если не ограничивать объемы добычи воды (вариант 1, табл. 2), то за 2010–2040 гг. из пласта удастся извлечь около 26 млрд м³ газа. Однако, указанная добыча сопровождается высоким уровнем отбора воды. За 2010–2040 гг. газодобывающими скважинами отбирается 2643 тыс. м³ воды.

Введение контроля над водогазовым фактором скважины резко снижает объемы добываемой воды, правда, ценой потери добычи газа. Так, потеря добычи 7 млрд м³ газа (27 %) происходит на фоне снижения добычи воды с 2640 до 604 тыс. м³, или на 77 % (вариант 2, табл. 2). Поэтому все представленные в дальнейшем варианты (таблицы 3 и 4) рассчитаны с режимом контроля

РИС. 3. Распределение водонасыщенности на конец моделирования истории

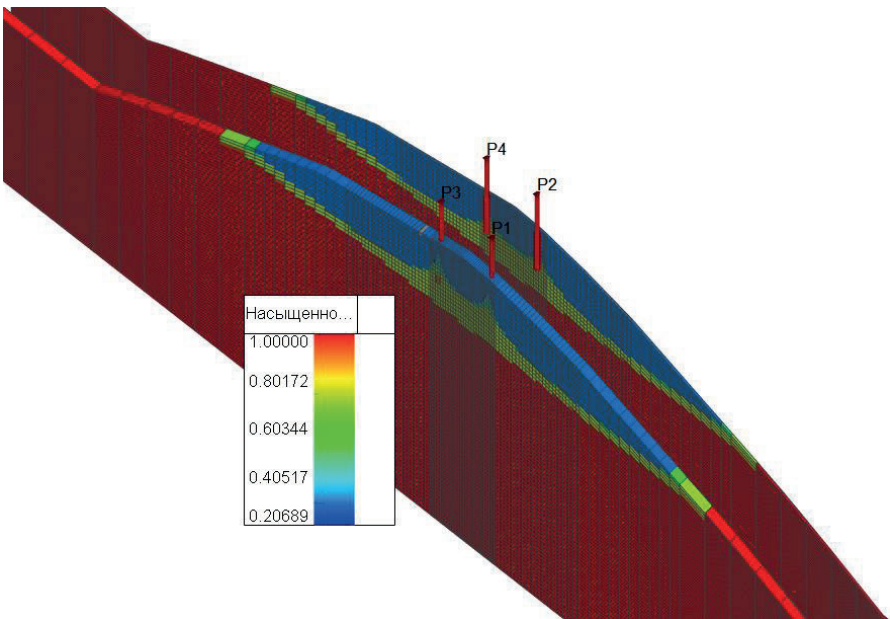


РИС. 4. Дебит газа газодобывающих скважин по вариантам I и II

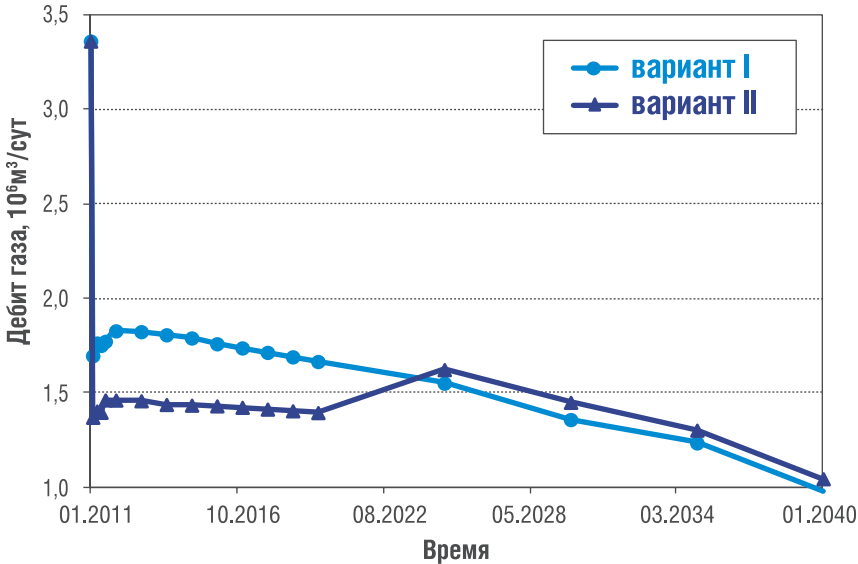


РИС. 5. Дебит воды газодобывающих скважин по вариантам I и II

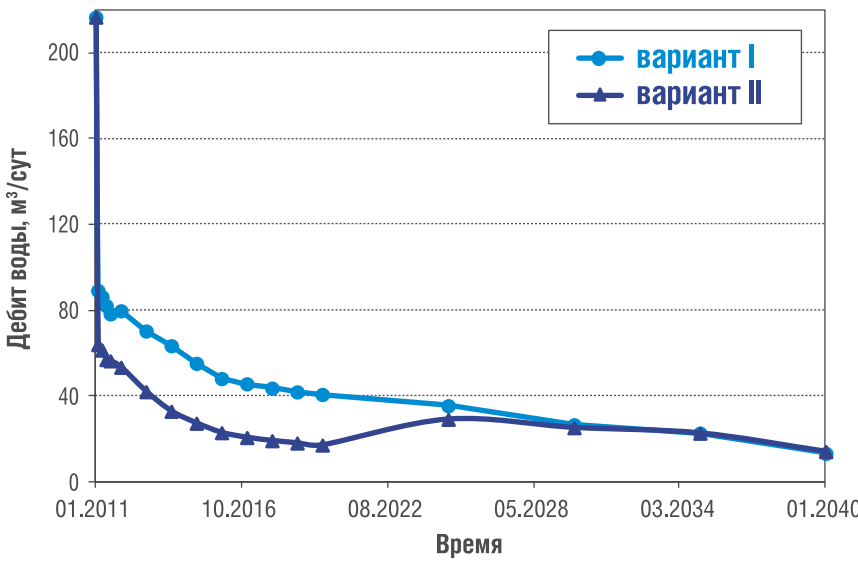
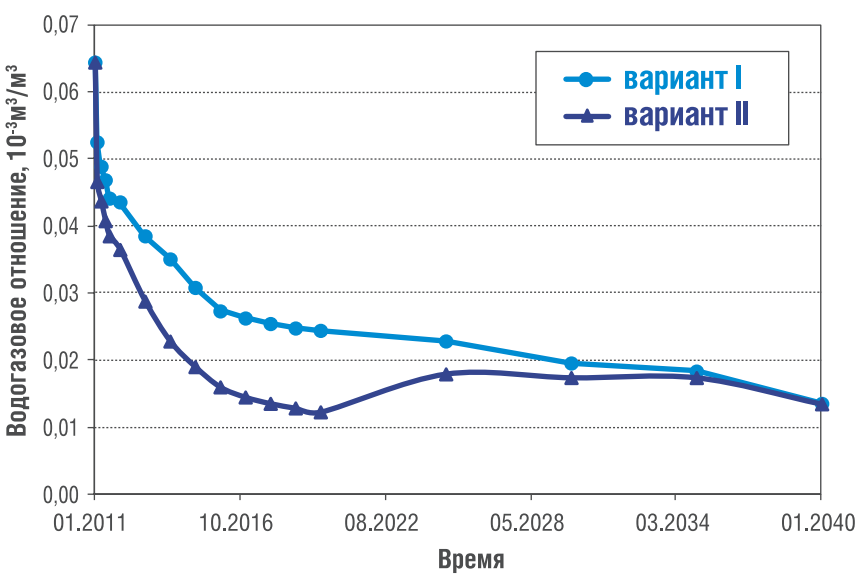


РИС. 6. ВГФ газодобывающих скважин по вариантам I и II



за ВГФ в газодобывающих скважинах. В вариантах использовалось контрольное значение ВГФ, равное 0,0006. При достижении которого дебит скважины по газу снижался до 80 % от текущего. Теоретически это не гарантировало отсутствия взрывного роста ВГФ, но указанного снижения оказалась достаточно для удержания объемов добычи воды на приемлемом уровне. В качестве примера динамика ВГФ показана на рис. 6. Из всего многообразия прогнозных вариантов для дальнейшего обсуждения в рамках статьи было выбрано только 5. Их краткое описание дается в табл. 3. Величина депрессионной воронки разнится от варианта к варианту, но в целом она измеряется единицами атмосфер.

На рис. 4–6 для газодобывающих скважин (группа 1, табл. 1) представлены дебиты газа (рис. 4), дебиты воды (рис. 5) и ВГФ (рис. 6) для вариантов I и II. Параметры на рис. 4–6 построены для всей группы газодобывающих скважин.

Как видно, при использовании разгрузочных скважин (вариант II) ВГФ со временем падает. Поэтому ограничение на него в нашей технологии не столь существенно, как при традиционном подходе. При этом и сам ВГФ, и стартовый дебит по воде в течение прогнозного периода для варианта II ниже, чем в варианте I.

В табл. 4 представлены некоторые результаты по прогнозным вариантам. Во втором столбце табл. 4 дается суммарная добыча газа за прогнозный период (30 лет). В третьем столбце указана добыча воды только по добывающим скважинам (группа 1 в табл. 1). Это именно скважины, обеспечивающие добычу газа. Четвертый столбец – накопленная добыча воды из разгрузочных скважин (группа 2 в табл. 1). В базовом варианте (без модификации системы разработки, вариант I) добыча воды по этой группе отсутствует. Шестая колонка содержит информацию по группе водонагнетательных скважин (группа 3 в табл. 1) – объемы закачки воды. Колонки 7 и 8 относятся к группе дополнительных периферийных газодобывающих скважин (группа 4 в табл. 1).

В варианте II в дополнение к существующим скважинам пробурены горизонтальные

ТАБЛИЦА 4. Накопленная добыча газа и воды по вариантам

Вариант	Добыча за 2010 – 2040 гг.			ср. давление на конец расчета	Накопленная закачка воды	по группе 4 за 2010 – 2040		Удельная накопленная добыча газа
	газ	вода				газ	вода	
	(млрд. м3)	тыс. м³			тыс. м³			млрд м³
		1	2		3	млрд м³	тыс. м³	млрд м³/атм.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
История				24.2				
I	13.5	687	0	17.34				1,97
II	17.585	280	1669	15.43				2,01
III	17.821	323	4152	15.31	2586			2,00
IV	17.92	321	3421	15.2	1859	0.2	46	1,99
V	25.15	210	1564	11.51	1280	16.59	855	1,98

Важным и влияющим на результаты моделирования параметром является режим работы добывающих скважин, система ограничений на добычные возможности

разгрузочные скважины, что позволило нарастить накопленную добычу газа с 13.5 до 17.58 млрд м³. При этом добыча воды по «старому» фонду снизилась (столбец 3, табл. 4), что способствует уменьшению проблемы с пескопроявлением. Однако, появилась новая добыча воды из разгрузочных скважин (столбец 4, табл. 4).

Ввод водонагнетательных скважин (вариант III) позволяет незначительно увеличить уровни добычи газа по сравнению с вариантом II. Правда, ценой роста объемов добываемой воды, а также необходимости создания инфраструктуры для закачки воды. Накопленная добыча воды возросла с 1669 тыс. т. до 4152 тыс. т. Экспертно можно говорить о вероятной экономической неэффективности реализации данного варианта.

Поэтому в вариантах IV и V рассмотрены технологические решения, предназначенные для устранения негативного влияния добычи больших объемов воды. Если сравнивать варианты II и V на основе данных табл. 4, то становится очевидно, что по пятому варианту удалось снизить объемы добываемой воды как

по вертикальным, так и по горизонтальным скважинам. С одновременным ростом накопленного объема добытого газа с 17.5 до 25 млрд м³.

В таблице 4 приведено среднее давление по залежи на конец моделирования. Во всех вариантах оно меньше, чем давление на конец «истории». Это показывает, что предлагаемый способ не является способом поддержания неизменным пластового давления. Однако, он позволяет более рационально использовать оставшуюся пластовую энергию. Так, в столбце 9 табл. 4 приведена удельная накопленная добыча газа на одну израсходованную атмосферу среднего пластового давления, что можно считать критерием эффективности расходования пластовой энергии при отсутствии полноценной системы ППД.

Проведенные математические расчеты на секторной 3D модели подтверждают полезность и эффективность ключевых решений рассматриваемой технологии. Совокупность предложенных мер позволяет добывать на 12 млрд м³ низконапорного газа больше по сравнению с базовым вариантом без чрезмерной добычи воды.

Таким образом, существенным образом продлевается эффективная эксплуатация указанной залежи. ●

Методические наработки сотрудников ИПНГ РАН, нашедшие отражение в представленных результатах, были получены в рамках выполнения государственного задания (тема АААА-А19-119022090096-5).

Литература

1. И.М. Индрунский, Ю.А. Архипов, Д.П. Аникеев, Э.С. Закиров, и др. Влияние распределения проницаемости на выработку запасов массивной водоплавающей газовой залежи // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017, Moscow, Russia, SPE-187860-RU.

2. Скоробогач М.А. Совершенствование методов управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии автореф. дис. на соиск. уч. степ. к. т. н. специальность 25.00.17, Москва 2012 г.

3. Хан С.А., Каримов М.Ф., Муллағалиева Л.М., Дудникова Ю.К., Костиков С.Л., Никитин Р.С. Опыт создания протяженного пластового экрана из дисперсных систем при подземном хранении газа в водоносных пластах / Газовая промышленность. – 2015. – № 8. – С. 70–74.

4. Каримов М.Ф., Латыпов А.Г., Муллағалиева Л.М., Аглиуллин М.Х., Исламова А.А., Хан С.А., Костиков С.Л., Тернюк И.М., Дудникова Ю.К. Способ создания подземного хранилища газа в водоносной геологической структуре // патент на изобретение РФ № 2588500 зарег. 28.04.15.

5. Способ доработки водоплавающей залежи с запасами низконапорного газа. Патент РФ на изобретение № 2594496 / Патентообладатель: ИПНГ РАН, авторы: Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.

6. Способ контроля за разработкой газового месторождения. Патент РФ на изобретение № 2681144 / Патентообладатель: ИПНГ РАН, Авторы: Абукова Л.А., Абрамова О.П., Тупысев М.К.

KEYWORDS: low-pressure gas, cenomanian sedimentation, waterflooding, the stage of declining production.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РАССМОТРЕНЫ ПРИЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО ПОДАВЛЯЮЩЕЕ БОЛЬШИНСТВО ИЗ НИХ ОСНОВЫВАЕТСЯ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ. ЗА СЧЕТ ПРАВИЛЬНОГО РЕЦЕПТУРОСТРОЕНИЯ УДАЕТСЯ ДОБИТЬСЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ, РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОФИЛЯ ИХ ПРИЕМИСТОСТИ, ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН И ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА, А ТАКЖЕ ПОДАВЛЕНИЯ СОЛЕ- И ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ

THE MEANS OF REGULATION OF WATER-INTAKE CAPACITY OF DISPOSAL WELLS OF OIL DEPOSITS ARE CONSIDERED. IT IS SHOWN THAT THE LARGE MAJORITY OF THEM ARE BASED ON USING CHEMICAL AGENTS. DUE TO THE CORRECT COMPOUNDING FORMULATION IT IS MANAGED TO ACHIEVE THE ISOLATION OF WATER INFLOW INTO THE OIL WELLS, REGULATION OF THEIR WATER-INTAKE CAPACITY PROFILE, LIQUIDATION OF THE LEAKINESS OF THE PRODUCTION CASINGS AND BORE HOLE ANNULUS AND SUPPRESSION OF SALT AND SAND SEEPAGES

Ключевые слова: нагнетательные скважины, приемистость, заводнение, заиливание, кольматация, фильтрация пласта, нефтедобыча.

Афанасьев Сергей Васильевич

начальник БРиЗОИС
ПАО «Тольяттиазот»,
к.х.н., д.т.н., доцент
по экологии

Калинин Евгений Серафимович

заведующий лабораторией
ООО «СамараНИПИнефть»,
к.т.н.

Турапин Алексей Николаевич

директор департамента
инновационного
проектирования
ООО «Дельта-пром инновации»

Волков Владимир Анатольевич

директор
«ООО Дельта-пром инновации»,
к.т.н.

Основным способом разработки нефтяных месторождений в России и в других странах является поддержание необходимого пластового давления с помощью закачки воды. При этом достижение максимальных показателей нефтедобычи во многих случаях определяется эффективностью работы нагнетательных скважинных агрегатов.

В процессе разработки нефтяных месторождений важно знать как характер, так и динамику приемистости скважин, возможность максимального охвата пластов закачиваемой водой [1]. К сожалению, на практике зачастую отсутствуют не только широкомасштабные промысловые исследования, но и описания реальной геологической модели.

Несмотря на это, в результате широкого развития очагового заводнения доля нагнетательных скважин в эксплуатационном фонде постоянно растет.

В процессе нагнетания в скважины пресных вод открытых водоемов, стоков с нефтепромыслов наблюдается заиливание поверхности фильтрации привнесенными взвешенными твердыми фракциями, смолами,

нефтепродуктами и солями. В результате этого происходит снижение и зачастую полная потеря приемистости пластов и как результат – снижение нефтедобычи.

Важнейшим фактором, влияющим на данный показатель, является качество подготовки призабойной зоны нагнетательных скважин, вводимых под закачку после бурения или из эксплуатационного фонда. Эта важная задача решается путем очистки призабойной зоны от глинистого раствора, твердых и дисперсных фракций, асфальтеновых и смолопарафинистых отложений, образующихся в процессе эксплуатации скважин.

На заключительных этапах разработки месторождений с использованием закачки воды может возникнуть проблема недостаточного охвата продуктивного пласта. Это связано с особенностями геологического строения залежи, неоднородностью, коллекторскими свойствами пород, а именно: пористостью, проницаемостью, остаточной нефтенасыщенностью, податливостью системы заводнения.

В результате основной объем закачиваемой воды фильтруется

по промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

Основные факторы, влияющие на приемистость, хорошо известны и описаны в технической и патентной литературе. Они подразделяются на три основные группы:

Геологические факторы:

- размеры поровых каналов, виды пористости и характер распределения пор по размерам;
- наличие глинистых пропластков и реальная площадь фильтрации;
- остаточная нефтенасыщенность;
- количество связанной воды;

Качество закачиваемой воды:

- плотность, температура, вязкость;
- совместимость с пластовой водой;
- содержание нефтяной пленки, ароматических углеводородов;
- наличие твердых частиц и их фракционный состав;

Технологические факторы:

- режим нагнетания, скорость закачки и давление нагнетания;
- согласованность отбора и закачки;
- ремонтные работы в призабойной зоне, применение химических реагентов;
- кольматация из-за набухания глин, выпадение солей при фронтальной кольматации пористой среды.

С целью предупреждения потерь приемистости сегодня

разработаны многочисленные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в призабойной зоне, которые призваны качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением. Подавляющее большинство основываются на использовании химических реагентов (кислот, ПАВ, полимерных гелей и т.д.) [2–4].

Состав композиций подбирают таким образом, чтобы решить несколько проблем.

Это изоляция водопритока в нефтяные скважины, регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин, ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн и заколонного пространства, а также подавление соле- и пескопроявления.

В частности, решение ряда проблем на некоторых месторождениях удалось достичь включением в состав реагентной композиции гелеобразующих компонентов [5].

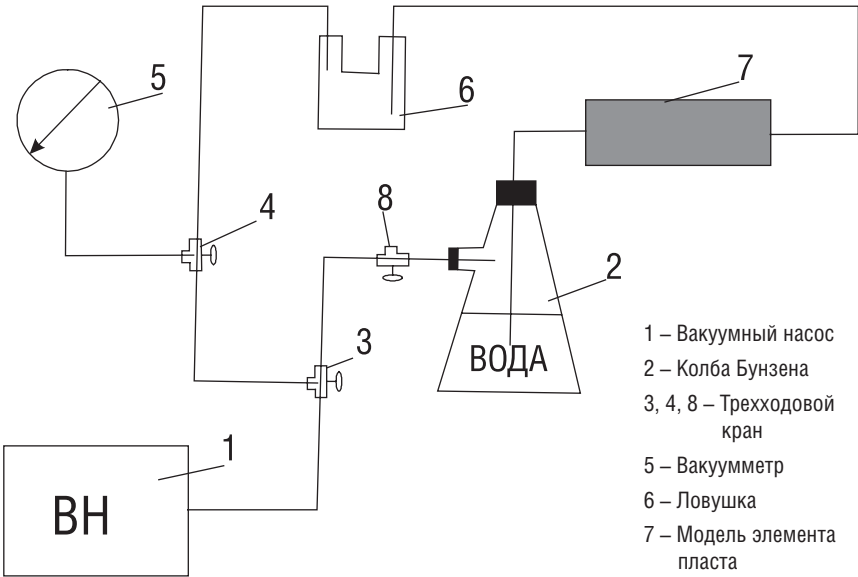
Подобный инновационный прием был использован авторами [6 – 8], которые для обработки призабойного пласта использовали комбинацию следующих химреагентов:

- препарат моющий «МЛ-Супер», ТУ-2383-002-51881692-2000;
- высокодисперсный порошок «Полисил» ТУ 2169-001-05793979-00,
- неионогенное ПАВ марки «Неонол АФ9-12» ТУ 2483-077-05766801-98;

- соляную кислоту ингибированную (24%-ную) ТУ 6-01-04689381-85-92,
- техническую воду.

При рецептуростроении композиций было принято во внимание, что высокое межфазное натяжение углеводородных сред в призабойной зоне пласта затрудняет их извлечение из капиллярных каналов пористой среды, снижая рабочие дебиты, а наличие в порах газообразной фазы делает это явление более резко выраженным. Для снижения поверхностного и межфазного натяжений при обработке нагнетательных скважин весьма удачным оказалось применение подкисленных растворов поверхностно-активного вещества, например, «Неонола АФ9 – 12». Его закачка в нагнетательную скважину дает возможность кислоте более полно проникать в пустоты пористой среды и в тонкие каналы продуктивного пласта, удаляя нефть с поверхности породы. Такой вид обработки изменяет также смачиваемость пород-коллекторов, предотвращает образование или разрушение эмульсии кислоты – нефти, благоприятствует удалению из призабойной зоны отработанного кислотного раствора и продуктов реакции, включая твердые взвеси, предупреждая образование твердых компонентов или увеличение вязкости при контакте кислоты с нефтью.

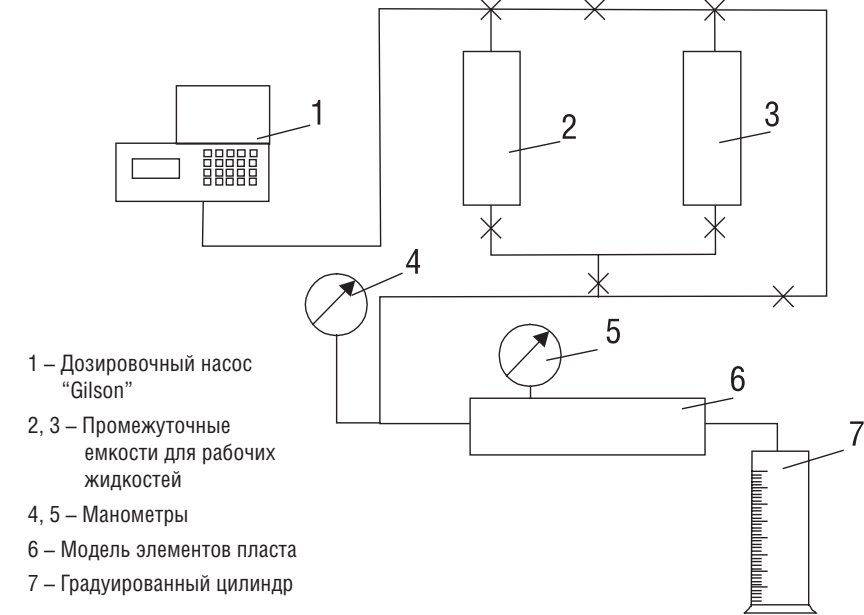
РИС. 1. Принципиальная схема узла вакуумирования и насыщения пластовой водой модели элемента пласта для определения пористости и объема пор



Увеличение приемистости нагнетательных скважин объясняется тем, что при попадании «Полисила» в поровое пространство происходит сильная гидрофобизация поверхности. Это изменяет энергетику поверхностного слоя коллектора, обуславливая удаление рыхлосвязанной пластовой воды из ранее недренируемых или слабо дренируемых интервалов и зон пласта, что не позволяет воде в течение длительного времени блокировать коллектор в призабойной зоне. Кроме того, гидрофобизация породы препятствует диспергированию и набуханию содержащихся в пласте глинистых частиц в присутствии водного фильтрата. Это увеличивает эффективное сечение поровых каналов за счет снижения толщины гидратных оболочек физически связанной воды с гидратированной поверхностью глинистых частиц. С другой стороны, при обработке породы «Полисилом» ее поровое пространство приобретает органофильные свойства, что снижает межфазное натяжение на границе нефть – порода – вода. В результате этого повышаются фазовые проницаемости для нефти и воды. Указанные факторы способствуют улучшению капиллярной пропитки и, в конечном счете, увеличивают скорость фильтрации закачиваемой воды [6]. В ходе проведенного исследования было показано, что неионогенные

ПАВ являются не только активными эмульгаторами, но и в значительной степени снижают адгезию глинистых частиц к породе продуктивного пласта. Данный практический вывод позволил создать реагент «МЛ-Супер», способный снизить стабильность водонефтяной эмульсии и обеспечить эффект «вымывания» нефти из горных пород. К достоинствам данного ПАВ можно отнести и то обстоятельство, что в его присутствии меняется характер протекания процессов, происходящих на границах нефть

РИС. 2. Принципиальная схема узла фильтрации по определению реологических и нефтевытесняющих свойств закачиваемых флюидов



– газ – вода – порода, улучшаются реологические свойства нефти. С целью проверки влияния новых реагентов на увеличение приемистости пластов были приготовлены и экспериментально апробированы две композиции.

а) Экспериментальная часть

Экспериментальное изучение процесса фильтрации пресной воды в глинизированных коллекторах проводилось на модели элемента пласта, представляющей собой трубку тока длиной 22 см и диаметром 3,2 см, которая заполнялась смесью из 95% кварцевого песка и 5% монтмориллонитовой глины. Из трех основных типов глин – каолинит, гидрослюда и монтмориллонит – различных по степени набухания, в качестве глинистого компонента модели был выбран монтмориллонит, как обладающий наибольшей способностью к набуханию.

Модель элемента пласта вакуумировалась и насыщалась пластовой водой (принципиальная схема узла вакуумирования и имитации насыщения породы пластовой водой для определения пористости и объема пор представлена на рис. 1).

Водопроницаемость керна находилась на фильтрационной установке фирмы «Gilson» (принципиальная схема узла фильтрации представлена на рис. 2).

ТАБЛИЦА 1. Результаты исследований химреагентов с целью повышения проницаемости коллектора

№ опыта	Объем пор, см³	Пористость, %	Проницаемость по пластовой воде, мкм²	Проницаемость по пресной воде (K₁), мкм²	Начальная нефтенасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Состав 1	Проницаемость по пресной воде (K₂), мкм²	K₂/K₁	Состав 2	Проницаемость по пресной воде (K₃), мкм²	K₃/K₁
1	70,43	39,87	1,8126	0,0143	63,9	15,6	5 % p-p FeCl₃	0,0178	1,25	–	–	–
2	67,83	38,40	1,7136	0,0321	59,0	20,6	«МЛ-Супер»	0,0434	1,35	8 % p-p NaHCO₃	0,0396	1,23
3	76,25	43,00	3,4059	0,0543	68,2	15,5	«МЛ-Супер», pH=1	0,0981	1,81	8 % p-p NaHCO₃	0,0778	1,43
4	66,60	37,60	1,1632	0,0507	70,6	21,0	15 % p-p HCl	0,0507	1,00	8 % p-p NaHCO₃	0,0480	0,95
5	66,60	37,60	1,4400	0,0350	64,6	15,0	8 % NaHCO₃	0,0360	1,03	15 % p-p HCl	0,0520	1,43
6	64,67	36,60	1,4594	0,0549	63,5	15,5	8 % p-p NaHCO₃	0,0490	0,89	МЛ-Супер, pH = 1	0,0814	1,48
7	68,53	38,70	1,7060	0,0440	70,0	14,6	МЛ-Супер pH = 1	0,0954	2,17	МЛ-Супер + 8 % p-p NaHCO₃	0,1175	2,67
8	65,63	37,00	1,2790	0,0360	67,0	15,2	МЛ-Супер + 8 % p-p NaHCO₃	0,0420	1,16	МЛ-Супер pH=1	0,1040	2,89
9	65,63	37,00	1,5509	0,0390	68,6	15,2	МЛ-Супер pH = 1 + Полисил	0,0950	2,43	МЛ-Супер pH = 8 + Полисил	0,0645	1,65

Первоначально пластовая вода вытеснялась из трубки керосином (создание остаточной водонасыщенности), а затем керосин – пластовой водой (создание остаточной нефтенасыщенности).

до закачки исследуемого состава водопроницаемость (K₁) сопоставлялась с водопроницаемостью после закачки химсоставов (K₂ и K₃). По отношению данных показателей ($\theta_1 = K_2/K_1$ и $\theta_2 = K_3/K_1$) делали

Наилучшие результаты получены в результате прокачки кислотного «МЛ-Супер», что увеличило исходную проницаемость в 2,17 раза, а при добавлении в этот же состав реагента «Полисил» – увеличение проницаемости составило 2,43 раза

Так как степень набухания глинистых частиц зависит от минерализации закачиваемой воды, то в проводимых экспериментах для получения наибольшего эффекта в модель элемента пласта после создания остаточной нефтенасыщенности, закачивалась пресная вода, по которой определялась водопроницаемость. Полученная

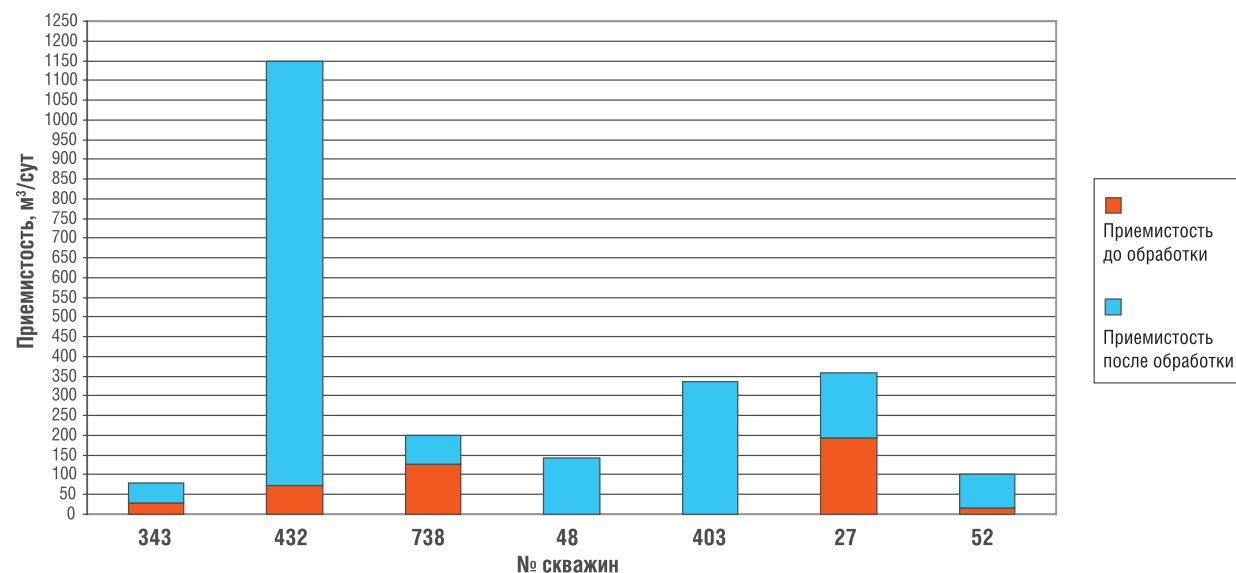
заключение об эффективности того или иного химсостава или технологии его применения. В проведенных экспериментах объем закачиваемой оторочки химсостава составлял – 0,1 объема пор модели элемента пласта; линейная скорость фильтрации – 7 м/сут. Полученные экспериментальные данные приведены в таблице.

Из нее следует, что наилучшие результаты получены в опытах №7 и №9. Так, например, после прокачки кислотного «МЛ-Супер» было достигнуто увеличение исходной проницаемости в 2,17 раза, а при добавлении в этот же состав небольшого количества реагента «Полисил» – увеличение проницаемости составило 2,43 раза. Подобный позитивный результат может быть объяснен наличием в используемой композиции гидрофобных добавок в виде кремнийсодержащих соединений, а также соляной кислоты. При взаимодействии последней с карбонатными породами образуется углекислый газ, разжижающий нефть и снижающий ее поверхностное натяжение [9].

б) Промысловые испытания

В соответствии с полученными лабораторными результатами с целью увеличения приемистости были обработаны 7 нагнетательных

РИС. 3. Результаты промысловых испытаний поверхностно-активных композиций на основе материалов «МЛ-Супер» и «Полисил»



скважин НГДУ «Сергиевскнефть» и «Первомайскнефть» АО «Самаранефтегаз». Данные промысловых испытаний представлены на рис. 3.

Для увеличения приемистости были исследованы следующие составы:

Композиция 1 – Кислотная поверхностно-активная композиция (КПАК):

- Неонол АФ9 – 12 – 5,3%
- Кислота соляная концентрированная – 47,3%
- Вода техническая – остальное.

Композиция 2 – Поверхностно-активная композиция (ПАК):

- «Полисил-Супер» – 1%
- «МЛ-Супер» – 99%

Расход каждой композиции составлял не менее 1 м³ на один погонный метр перфорированной толщины пласта.

Процесс реагентной обработки осуществляли по следующей схеме:

На первой стадии – подача кислотным агрегатом расчетного количества КПАК в насосно-компрессионные трубы (НКТ) и вслед за этим дозирование требуемого объема ПАК при максимально возможном давлении, не превышающем уровня опрессовки эксплуатационной колонны. Перемещение компонентов композиции к забою пласта проводили технической водой с помощью агрегата ЦА – 320 в объеме НКТ. По окончании работы скважину оставляли на двухчасовую выдержку и подключали затем к водоводу.

Предложенная технология широко используется в России и республиках СНГ, так как позволяет в широких пределах регулировать приемистость нагнетательных скважин, активно растворять осадки выпавших солей, подавлять разбухание глинистой составляющей продуктивных пластов и высокоэффективно отмывать породу от адсорбированных

на ней нефтепродуктов. Благодаря этому существенно повышается эффективность воздействия на грунт соляной кислоты, присутствующей в поверхностно-активной композиции. ●

Литература

1. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Кобяков Н.И., Муслимов Р.Х., Телин А.Г., Ким М.Б., Хазипов Р.Х. Опыт восстановления и регулирования производительности добывающих и нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЗНГ, 1990. – 50 с.
2. Патент RU №2112873. Способ обработки пласта нефтяных месторождений (опубл. 1998 г.).
3. Патент RU №2279463. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, снижения обводненности и повышения нефтеотдачи и способ его приготовления (опубл. 2006 г.).
4. Патент RU №2307860. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений и гидрофобизации призабойной зоны пласта (опубл. 2007 г.).
5. Афанасьев С.В., Волков В.А., Турапин А.Н. Полимерные гелевые композиции для очистки магистральных трубопроводов сложной конфигурации и переменного диаметра от отложений // *Neftgaz.ru. Деловой журнал*. 2019. № 12. С. 64–67.
6. Грайфер В.И., Колесников А.И., Котельников В.А. и др. Возможность повышения конечного нефтеизвлечения за счет обработок нагнетательных скважин материалом «Полисил» // *Нефтяное хозяйство*. 1999. № 5. С. 44–46.
7. Калинин Е.С., Кирьянова Е.В., Степаненко В.Ф. К вопросу о применении мощного препарата «МЛ-СУПЕР» в технологиях по реагентной разглинзации продуктивных коллекторов // *Интервал*. 2002. № 1. С. 14–16.
8. Актасhev С.П., Волков В.А., Калинин Е.С. и др. Увеличение приемистости нагнетательных скважин месторождений Самарской области с применением многофункционального реагента «МЛ-СУПЕР» и «Полисил» // *Интервал*. 2003. № 2. С. 12–14.
9. Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // *Neftgaz.ru. Деловой журнал*. 2019. № 9. С. 94–106.

KEYWORDS: injection wells, pick-up, flooding, silting, colmatation, reservoir filtration, oil production.



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)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА КОНТУРА ПИТАНИЯ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП

на верхнеюрских отложениях

НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ПЕРЕД ИНЖЕНЕРАМИ, ЗАНИМАЮЩИМИСЯ РАЗРАБОТКОЙ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, СТОИТ ВОПРОС ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАССТОЯНИЯ ДО КОНТУРА ПИТАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП С ЦЕЛЮ ВОВЛЕЧЕНИЯ В АКТИВНУЮ РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ ИЗ ПОГРУЖЕННЫХ ЗОН БЕЗ БУРЕНИЯ УПЛОТНЯЮЩЕЙ СЕТКИ СКВАЖИН. ОТСЫЛКИ К ЗАРУБЕЖНЫМ АНАЛОГАМ ТАКЖЕ НЕ ДАЮТ ОТВЕТА НА ВСЕ ВОЗНИКАЮЩИЕ ВОПРОСЫ. КАК ОЦЕНИТЬ КОНТУР ПИТАНИЯ, КОТОРЫЙ ЯВЛЯЕТСЯ ТЕМ ПАРАМЕТРОМ, КОТОРЫЙ В ПОСЛЕДУЮЩЕМ ПОЗВОЛЯЕТ ЭФФЕКТИВНО РАЗМЕСТИТЬ РЕГУЛЯРНУЮ СЕТКУ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ?

CURRENTLY THE ENGINEERS INVOLVED IN THE DEVELOPMENT OF UPPER JURASSIC DEPOSITS DEAL WITH THE PROBLEM OF DETERMINATION OF DISTANCE TILL THE SUPPLY CONTOUR OF HORIZONTAL WELLS WITH MSHF IN ORDER TO INVOLVE THE RESERVES FROM THE SUBMERGED ZONES INTO THE ACTIVE DEVELOPMENT WITHOUT DRILLING THE FILL-IN PATTERN. THE REFERENCES TO THE FOREIGN COUNTERPART DOES NOT PROVIDE ANSWERS TO ALL THE QUESTIONS ARISING, PARTICULARLY TO THE ASSESSMENT OF THE SUPPLY CONTOUR WHICH IS THE PARAMETER THAT WILL ALLOW EFFICIENTLY LOCATING THE REGULAR NETWORK OF HORIZONTAL WELLS WITH MSHF IN ORDER TO DEVELOP THE UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE SREDNE-NAZYMSKOE DEPOSIT IN DEPLETION MODE

Ключевые слова: контур питания, горизонтальная скважина, многостадийный гидро разрыв пласта, верхнеюрские отложения, конструкция скважины.

Метт Дмитрий Александрович
начальник Отдела технологий разработки трудноизвлекаемых объектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Привознова Александра Евгеньевна
специалист 2-й категории
Отдела технологий разработки трудноизвлекаемых объектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Николаева Татьяна Николаевна
ведущий специалист
Отдела технологий разработки трудноизвлекаемых объектов
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Задача проведенного исследования ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» на базе фактической долговременной работы горизонтальной скважины с МГРП в верхнеюрских отложениях – определить радиус контура питания. Определение контура питания позволит оптимизировать схему размещения горизонтальных скважин с МГРП для различных зон продуктивности.

Скважина № 100Г введена в разработку 30.12.2013 г. Длина горизонтального ствола составляет 1000 м, проведен МГРП (шесть портов), средняя полудлина трещины – 103 м. Стартовый дебит нефти при отработке скважины составил 96 м³/сут.

В рамках данного исследования приведен анализ долговременной работы горизонтальной скважины № 100Г с МГРП, проведенной в верхнеюрских отложениях. Результаты, полученные на основе фактических данных долговременной работы скважины и анализа добычи и обработанные

в ПО «Торазе» позволили количественно оценить размеры области до контура питания.

На базе полученной модели скважины №100Г показано влияние изменения проницаемости на дебит скважины с МГРП и рассчитано расстояние до контура питания в условиях верхнеюрских отложений.

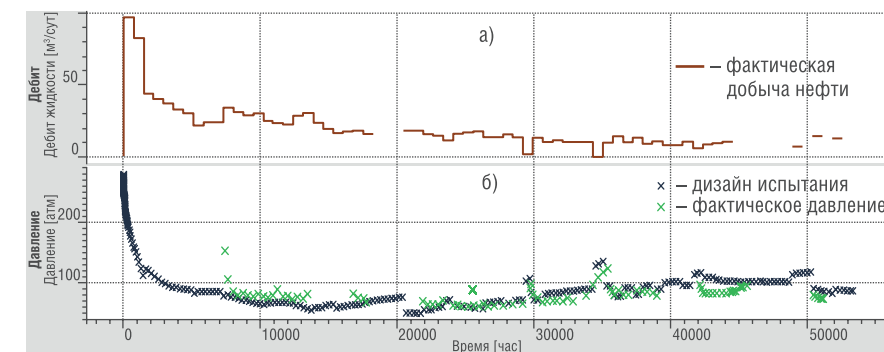
Скважина № 100Г введена в разработку 30.12.2013 г.

Длина горизонтального ствола составляет 1000 м, проведен МГРП (шесть портов), средняя полудлина трещины – 103 м. Стартовый дебит нефти при отработке скважины составил 96 м³/сут.

В ПО «Торазе» исследование проводилось по следующей схеме:

УДК 622.276

РИС. 1. Сопоставление фактических и аналитических параметров работы скв. 100Г



- построение первой вариации аналитического дизайна (давления) для фактического дебита по скважине № 100Г (рисунок 1а) при заданных фильтрационных параметрах пласта, а также модели горизонтальной скважины с МГРП;
- сопоставление первой вариации дизайна с фактическими данными давления для скважины № 100Г;
- проведение анализа чувствительности – построение вариационных моделей дизайна испытания (рисунок 1б).

В течение долговременной работы горизонтального ствола с МГРП происходит его увеличение в среднем на 1 единицу за год работы

Анализ чувствительности показал, что сходимость модели наиболее восприимчива к таким параметрам, как скин-фактор, зависящий от времени и проницаемость пласта (рисунок 2, 3).

Анализ скин-фактора показал, что в течение долговременной работы горизонтального ствола с МГРП происходит его увеличение

в среднем на 1 единицу за год работы. Подобная динамика скин-фактора может говорить о целесообразности проведения мероприятий по интенсификации.

На рисунке 3 представлен график анализа чувствительности по проницаемости для аналитического дизайна испытания давления. После определения диапазона значимых диапазонов (3–4 мД) происходит настройка численной модели.

После определения таких параметров, как проницаемость и скин-фактор, производится настройка такого параметра как расстояние до границы пласта (рисунок 4).

Диапазон возможных расстояний до контура питания для горизонтальной скважины с МГРП, составляет 900–1300 м.

РИС. 2. Анализ чувствительности для дизайна испытаний (скин-фактор)

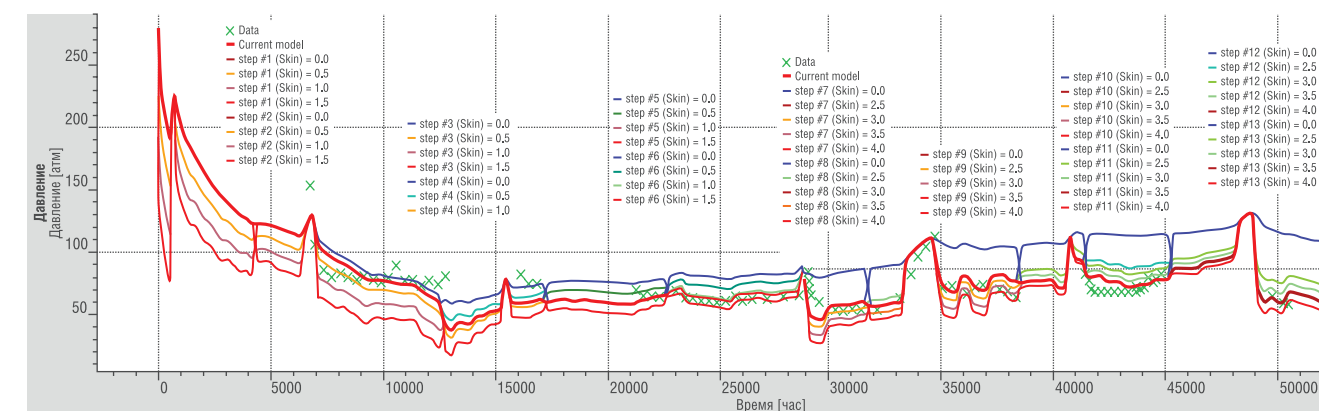


РИС. 3. Анализ чувствительности для дизайна испытаний (проницаемость)

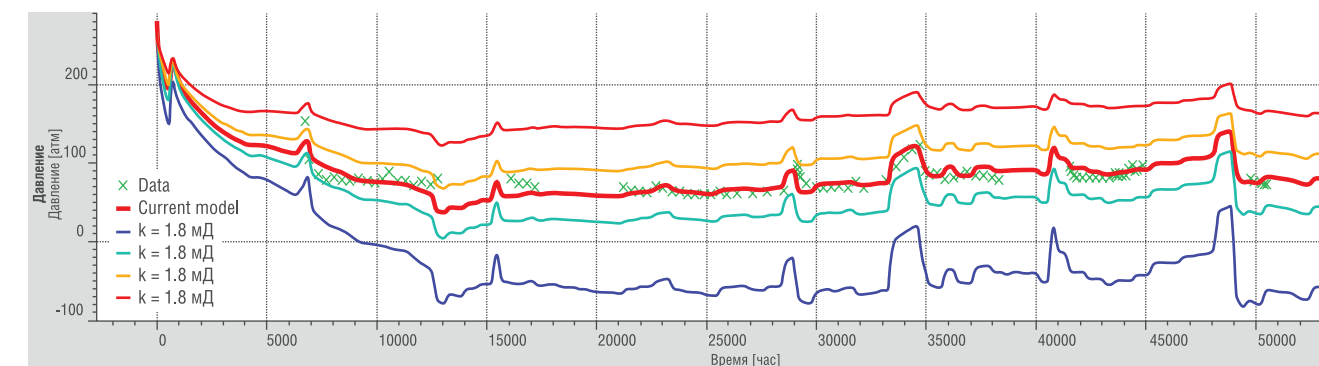
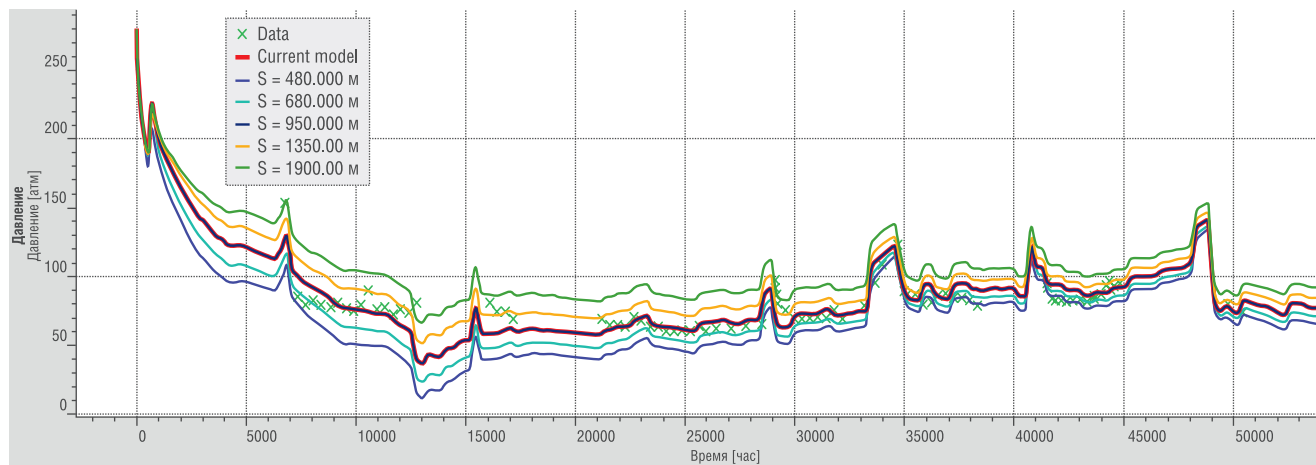


РИС. 4. Анализ чувствительности для аналитической модели на основе фактических данных работы скв. 100Г (расстояние до границы)



Сходимость фактических и аналитических параметров давления составила порядка 90%. При данной сходимости и полученных параметров расстояние до контура питания для скважины 100Г составило 970 м, при условии, что модель коллектора является с небольшим диапазоном изменения свойств коллектора около скважины. При сопоставлении гидропроводности, полученной в результате настройки численной модели в ПК «Торазе» равной 26,7 мД*м/сПз и распределением гидропроводности в районе скважины №100Г (рисунок 5), полученной в результате вариации структурного фактора

Основным фактором, влияющим на приток нефти к скважине, является радиус распределения проницаемости в зоне основного притока нефти

выявлена сходимость заложенных в расчеты параметров [1]. Следовательно, численная модель, полученная в ПК «Торазе» позволяет оценить границы пласта, тем самым определить расстояние до контура питания для горизонтальной скважины с МГРП. Как видно из проведенного анализа, основным фактором, влияющим на приток нефти к скважине, является не конструкция скважины с МГРП, а радиус распределения проницаемости в зоне основного притока нефти.

Основываясь на данном анализе, проведено сравнение двух вариантов размещения скважин. В первом варианте скважины расположены перпендикулярно максимальному стрессу, с 2020 года вводится 113 новых скважин (рисунок 6). Ввиду значительного времени счета гидродинамическая модель поделена на три части, поделенная в местах зон низких продуктивностей.

Во втором варианте расположение «мельницей», согласно распределению продуктивности, зависящей от структурного фактора, с 2020 года вводится 90 новых скважин (рисунок 7). Основные результаты представлены в таблице 1.

В первом варианте, ввиду незначительного расстояния между скважинами, пластовое давление быстрее снижается и тем самым, некоторые скважины вводятся уже в зону пониженного пластового давления. Во втором варианте скважины располагаются согласно структурному фактору, что позволяет с меньшим количеством скважин увеличить добычу нефти. Во втором варианте накопленная добыча больше на 2,8%, количество скважин меньше на 23 шт. (20%).

Выводы

1. Вариативный анализ работы скважины 100Г показал динамику роста скин-фактора.

РИС. 5. Распределение гидропроводности в районе скважины 100Г

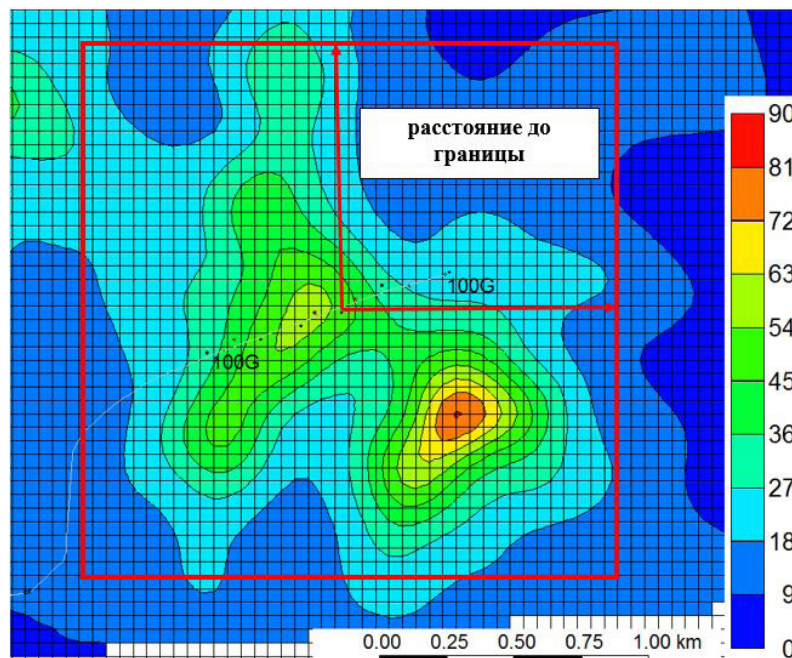
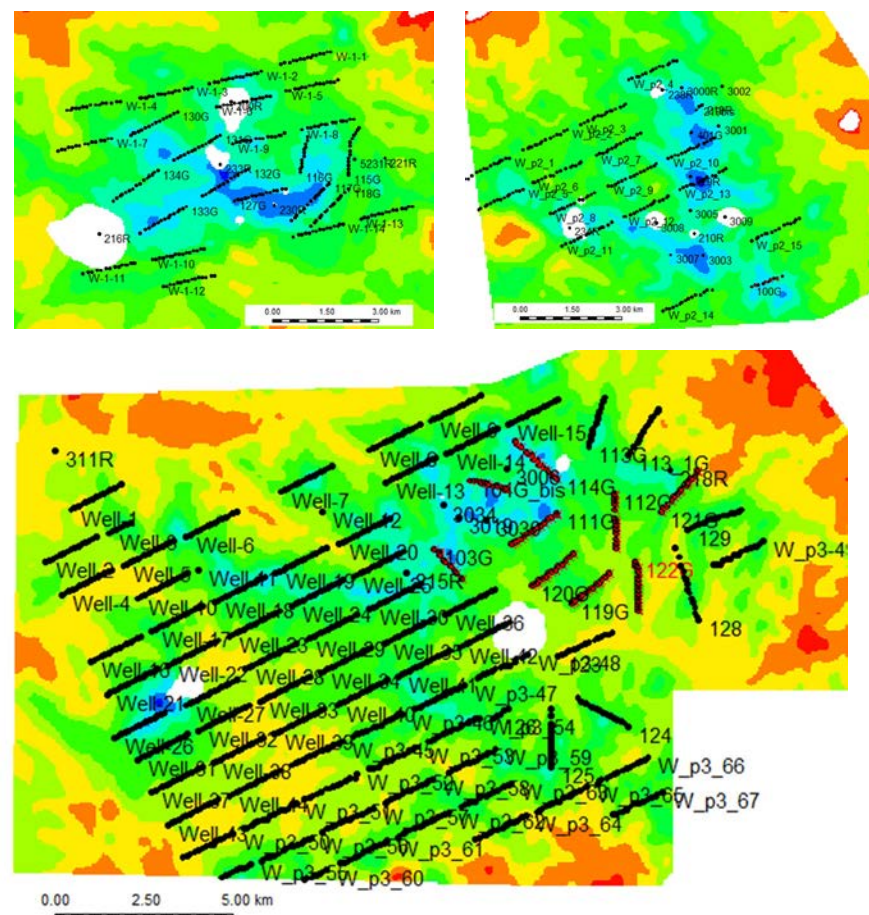


РИС. 6. Расположение скважин в первом варианте расчетов



ДОБЫЧА В РОССИИ

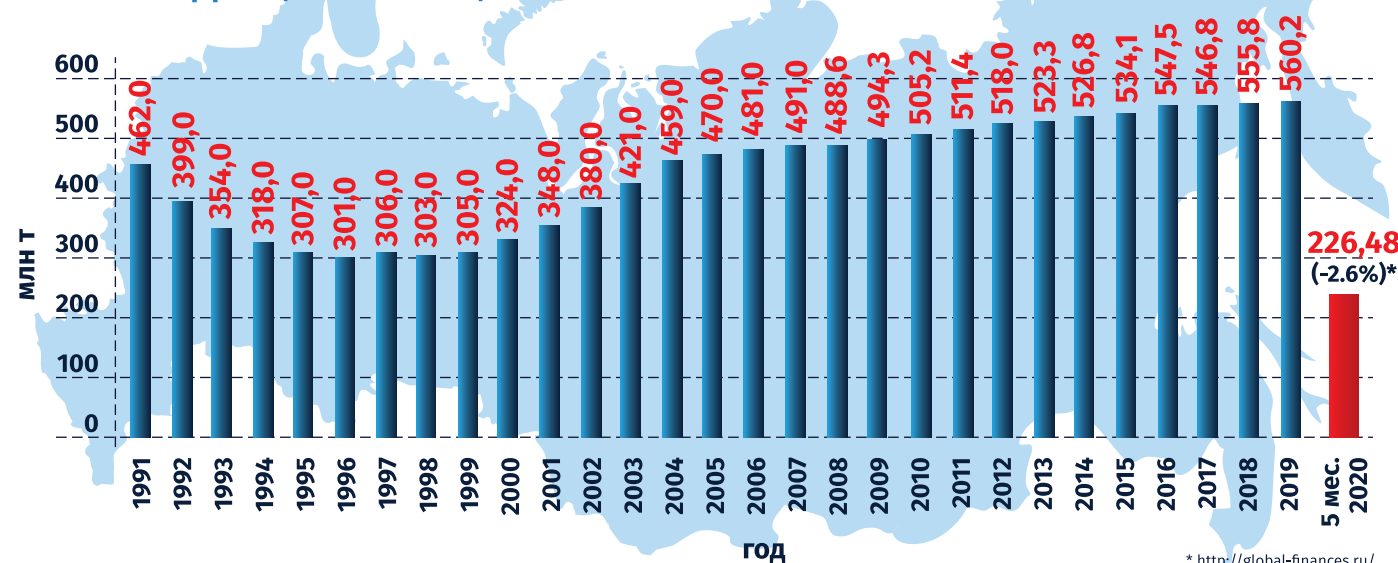
Добыча нефти (по странам)



	барр./сут.	%
Азербайджан	833 538	1.0
Индонезия	833 667	1.0
Колумбия	897 784	1.1
Великобритания	939 760	1.2
Ливия	1 003 000	1.2
Оман	1 006 841	1.2
Алжир	1 348 361	1.7
Казахстан	1 595 199	2.0
Норвегия	1 647 975	2.0
Ангولا	1 769 615	2.2
Нигерия	1 999 885	2.5
Мексика	2 186 877	2.7
Венесуэла	2 276 967	2.8
Бразилия	2 515 459	3.1
Кувейт	2 923 825	3.6
ОАЭ	3 106 077	3.9
Канада	3 662 694	4.4
Китай	3 980 650	4.9
Иран	3 990 956	5.0
Ирак	4 451 516	5.5

Остальные 72 компании добывают **менее 1%** каждая

Добыча нефти в России по годам (в млн тонн)



* <http://global-finances.ru/>

Добыча нефти по регионам



Добывающие компании России



ВАРИАЦИИ СОСТАВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ Угутского месторождения

КАК ИЗВЕСТНО, СОСТАВ ИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СПОСОБЕН ИЗМЕНЯТЬСЯ И В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ ЭТИ ИЗМЕНЕНИЯ ИМЕЮТ СУЩЕСТВЕННЫЙ ХАРАКТЕР. ЭТИ ИЗМЕНЕНИЯ МОГУТ ПРИВОДИТЬ К СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДОБЫВАЕМОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЭТОМУ ТРЕБУЮТ ХОТЯ БЫ ПЕРИОДИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ВО ИЗБЕЖАНИЕ НАРУШЕНИЙ КОНТРАКТНЫХ УСЛОВИЙ В ЧАСТИ ТРЕБОВАНИЙ К КАЧЕСТВУ И МАТЕРИАЛЬНОМУ СОСТАВУ ПОСТАВЛЯЕМОГО ПРОДУКТА. НЕ МЕНЕЕ СУЩЕСТВЕННЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОЦЕСС НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ, РЕЖИМЫ КОТОРОГО ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ИЗВЛЕКАЕМОГО ФЛЮИДА. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ «СРАБОТАННОСТИ» ОТДЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЦЕЛОМ, А ТАКЖЕ КОРРЕКТИРОВКА И ПЕРЕОЦЕНКА ЗАПАСОВ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НУЖДАЮТСЯ В ДАННЫХ О ФАКТИЧЕСКИХ АКТУАЛИЗИРОВАННЫХ НА МОМЕНТ МЕРОПРИЯТИЯ ХАРАКТЕРИСТИКАХ СОСТАВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ

AS WE KNOW, THE COMPOSITION OF THE RECOVERABLE OIL DURING THE EXPLOITATION OF OIL FIELDS CAN CHANGE AND IN MOST CASES, THESE CHANGES ARE CONSIDERED ESSENTIAL. THESE CHANGES CAN LEAD TO A DECREASE IN THE TECHNOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE EXTRACTED HYDROCARBON MATERIAL AND THEREFORE REQUIRE AT LEAST PERIODIC MONITORING TO COMPLIANCE WITH CONTRACT TERMS REGARDING THE QUALITY AND MATERIAL COMPOSITION OF THE SUPPLIED PRODUCT. OF EQUAL SIGNIFICANCE IS THE OIL RECOVERY PROCESS, THE MODES OF WHICH ARE LARGELY DETERMINED BY THE CHARACTERISTICS OF THE RECOVERED WELL FLUID. AS A WHOLE, ASSESSMENT OF THE DEGREE OF “HARMONY” OF INDIVIDUAL WELLS AND FIELDS, AS WELL AS ADJUSTMENT AND REASSESSMENT OF RESERVES OF EXPLOITED FIELDS, REQUIRE ACTUALLY UPDATED DATA ON THE CHARACTERISTICS OF THE RECOVERABLE OIL AT THE TIME OF THIS PROCESS

Ключевые слова: состав нефти, Угутское месторождение, технологические характеристики сырья, нефтеизвлечение, углеводороды.

**Муравская
Юлия Алексеевна**
кафедра химии,
Бюджетное учреждение
высшего образования ХМАО
«Сургутский государственный
университет»

**Туров
Юрий Прокопьевич**
доцент кафедры химии,
к.ф.-м.н.,
Бюджетное учреждение
высшего образования ХМАО
«Сургутский государственный
университет»

**Гузняява
Марина Юрьевна**
доцент кафедры химии,
Бюджетное учреждение
высшего образования ХМАО
«Сургутский государственный
университет»

Исследование состава нефти – важная задача, результаты решения которой позволяют разрабатывать и внедрять новые методики освоения нефтяных залежей, оценивать запасы, с большей эффективностью проводить поисково-разведочные работы, а также контролировать изменение состава в нефти в процессе разработки и эксплуатации месторождений. В зависимости от углеводородного состава нефти-сырца можно выбрать и оптимизировать режим ее переработки, ориентируясь или на максимальную глубину (полноту) переработки, или на максимальный выход требуемых продуктов [1].

В нефти наиболее широко представлены соединения трёх классов: насыщенные углеводороды, циклоалканы и арены, а также в небольшом количестве присутствуют углеводороды смешанного строения. Для решения практических задач органической геохимии особенный интерес

представляют парафины, изопреноидные и ароматические углеводороды, поскольку некоторые представители этих классов веществ являются носителями генетической информации в рамках седиментационно-миграционной теории образования нефти и формирования нефтяных месторождений. Среди парафинов наиболее важными, с геохимической точки зрения, являются пристан $C_{19}H_{40}$ (2,6,10,14-тетраметилпентадекан) и фитан $C_{20}H_{42}$ (2,6,10,14-тетраметилгексадекан). Отношение содержаний пристана и фитана обычно используют для оценки окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации исходной органической материи (ОМ) [2; 3].

В то время как наиболее полезным свойством ароматических углеводородов является отражение на их составе термической зрелости ОМ в процессе эволюции. Самый распространенный метод оценки зрелости ОМ

ТАБЛИЦА 1. Геохимические индексы соотношений ароматических углеводородов для оценки термической зрелости

Индекс	Формула*
Метилнафталиновый (MNR)	2-MN/1-MN
Диметилнафталиновый (DNR)	(2,6-DMN+2,5-DMN)/1,5-DMN
Триметилнафталиновый (TNR-1)	2,3,6-TMN/(1,4,6-TMN+1,3,5-TMN)
Триметилнафталиновый (TNR-2)	(1,3,7-TMN+2,3,6-TMN)/(1,3,5-TMN+1,3,6-TMN+1,4,6-TMN)
Метилфенантроновый (MPR)	2-MP/1-MP
Метилфенантроновый (MPI-1)	1,5×(2-MP+3-MP)/(P+1-MP+9-MP)
* MN – метилнафталин, DMN - диметилнафталины, TMN – триметилнафталины, MP – метилфенантроны [4].	

закljučается в сопоставлении изменений относительных содержаний некоторых изомеров ароматических углеводородов при увеличении термического воздействия. Например, метилнафталиновый индекс (MNR) – параметр термической зрелости, рассчитывают, как отношение содержания термодинамически более стабильного 2-метилнафталина (2-MN) (β-изомер) к содержанию менее стабильного 1-метилнафталина (1-MN) (α-изомер). Некоторые геохимические индексы для оценки термической зрелости ОМ приведены в табл. 1.

Ранее нами был исследован состав образцов нефти различных месторождений ХМАО [5], а также вариации состава нефти, извлекаемой из разных скважин Западно-Сургутского месторождения. Было показано, что даже с учетом суммарных погрешностей анализа состава нефти, возможна идентификация продуктивного пласта, из которого получен образец нефти [6; 7].

В данной работе представлены и обсуждены результаты анализов углеводородного состава образцов нефти, отобранных на устье продуктивных скважин Угутского месторождения ХМАО-Югры.

Угутское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе ХМАО-Югры, по запасам относится к категории крупных, а по геологическому строению – к сложным. Входит в состав Сургутского нефтегазоносного (нефтегазового) района, Среднеобской нефтегазоносной (нефтегазовой) области.

Были исследованы вариации группового, гомологического

и изомерного состава углеводородов в пробах нефти Угутского месторождения, отобранных на устье скважин с различными сроками эксплуатации, а также изменения состава извлекаемой нефти с течением времени по результатам периодического отбора проб из одних и тех же скважин. Для корректного сопоставления состава различных образцов был проведен комплекс многостадийных анализов. Нефтяные флюиды разделяли по классической схеме SARA-анализов [8], в дальнейшем полученные фракции изучали методами оптической спектроскопии, газо-жидкостной хроматографии и хроматомасс-спектрометрии.

Общая оценка полученных распределений относительных содержаний углеводородов показала, что их вариации имеют бессистемный характер и трудно интерпретируемы. Поэтому сопоставление состава разных образцов было проведено по значениям геохимических индексов, рассчитанных по относительным содержаниям парафинов

и ароматических углеводородов, и которые можно рассматривать как обобщенные и общепринятые в органической геохимии характеристики состава при сопоставлении различных образцов нефти и рассеянного органического вещества пород.

Практический интерес представляют результаты анализов образцов М1Г1 и М1Г2 (повторение анализа одного и того же образца нефти), по которым можно оценить повторяемость результатов анализа. Показано, что повторяемость определения относительных содержаний изучаемых углеводородов не превышает 4.5 % отн, а погрешности в рассчитанных по составу индексов, используемых для решения геохимических задач, не мешают идентифицировать источник образца – конкретную скважину, из которой он был отобран. Образцы М1 и М6, М2 и М5, отобранные с полугодовым временным интервалом, позволяя оценить вариации состава нефти с течением времени в процессе эксплуатации скважин. За полгода некоторые характеристики состава изменились на более чем 10 % от их первоначального значения. Так для образцов М1 и М6 содержание изопреноидных углеводородов изменилось в среднем на 14 %, а значения геохимических параметров варьируют в пределах 8%, тогда как для образцов М2 и М5 эти вариации не так значительны, и лежат в пределах 1 % и 6 % соответственно.

В то же время, визуальная интерпретация отражает существенное отличие значений параметров для образцов М4, М9, М10 по сравнению с остальными образцами (рис 1, 2).



РИС. 1. Геохимические параметры состава образцов нефти Угутского месторождения, рассчитанные по изомерному составу парафинов

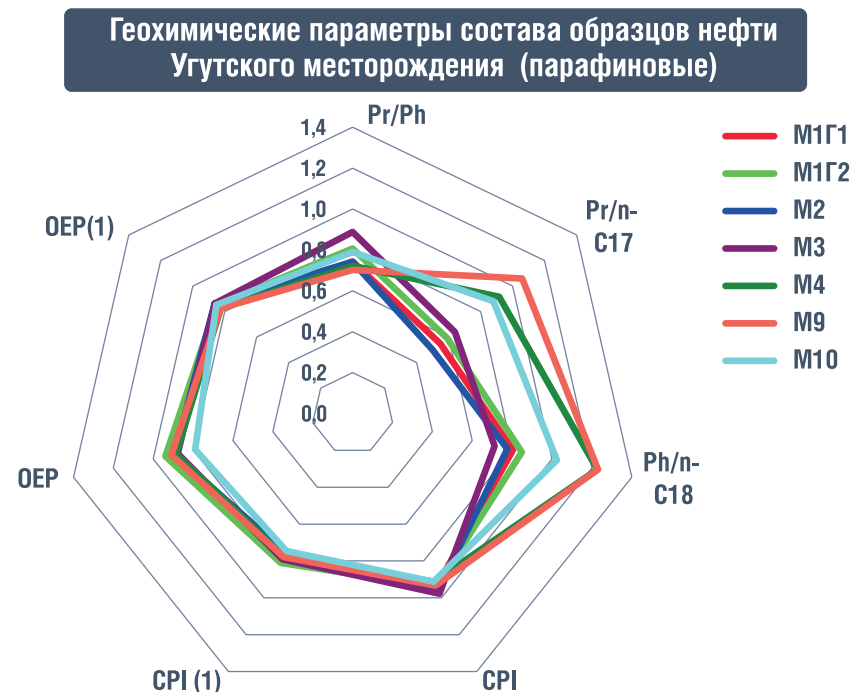
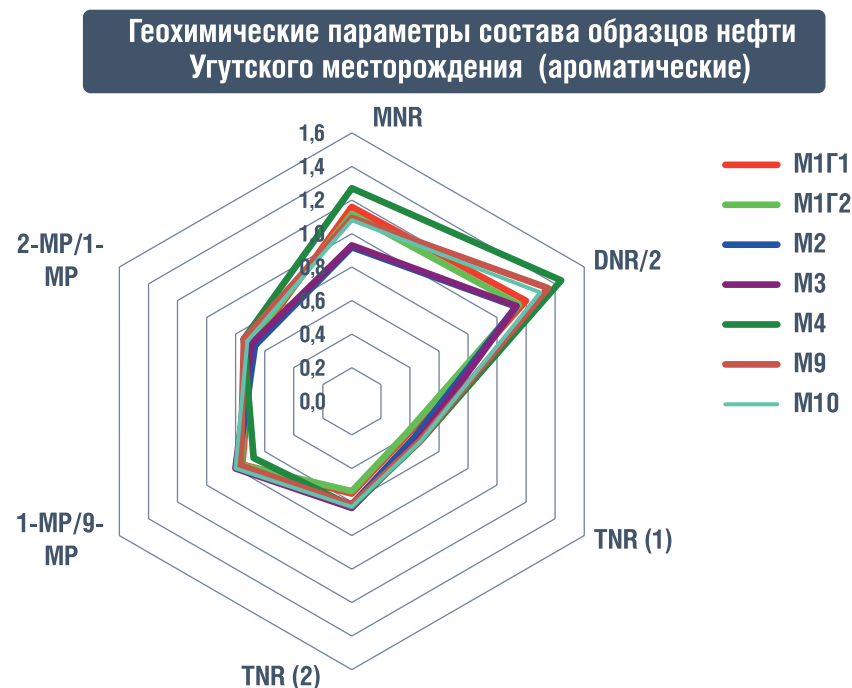


РИС. 2. Геохимические параметры состава образцов нефти Угутского месторождения, рассчитанные по изомерному составу ароматических углеводородов



Значения параметров **Pr/n-C17** и **Ph/n-C18** для этих образцов на рис. 1 кардинально отличаются от рассчитанных для остальных образцов.

Полученная картина требует в последующем более детального изучения, но уже в настоящее время позволяет предположить причины таких отклонений, которые

могут быть как геологического (нефть из разных продуктивных горизонтов), так и технологического характера (применение технологий повышения нефтеотдачи, физико-химические методы воздействия на призабойные зоны и проч.).

Кроме того, одной из возможных причин таких изменений могут быть различия в скоростях

фильтрации изомеров через пористую среду. Это было показано при моделировании фильтрации нефтяного флюида методом нормально-фазовой ВЭЖХ. Времена удерживания некоторых изомеров ароматических углеводородов с одинаковой массой различались более чем на 20%. Таким образом, изменение состава извлекаемой нефти в процессе эксплуатации нефтяных скважин можно сопоставить с изменением состава элюата, рассматривая миграцию нефтяного флюида в пласте при нефтеизвлечении как вариант фронтальной жидкостной хроматографии.

В общей картине наблюдаемых вариаций состава извлекаемой нефти находит отражение изменение физико-химических условий и характеристик продуктивного пласта в призабойной зоне скважин, которые вызывают перестройку структуры термодинамически неравновесной нефтяной системы и приводят изменению состава извлекаемого нефтяного флюида. ●

Литература

1. Тиссо Б. Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., «Мир», 1981 г. – 504 с.
2. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М., «Мир», 1982 г. – 698 с.
3. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для ВУЗов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 460 с.
4. Asif M. Geochemical applications of polycyclic aromatic hydrocarbons in crude oils and sediments from Pakistan. Department of chemistry University of Engineering and Technology Lahore – Pakistan. – 2010. – 173 p.
5. Туров Ю.П., Лазарев Д.А., Муравская Ю.А., Гузняева М.Ю. Углеводородный состав нефтей некоторых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. Успехи современного естествознания. – 2016. – № 9. – С. 126–130.
6. Туров Ю.П., Гузняева М.Ю. Уточнение геологического строения эксплуатируемого нефтяного месторождения по составу нефти, извлекаемой из различных скважин. Успехи современного естествознания. – 2020. – № 1. – С. 54–60.
7. Turon Yu., Guznayeva M. Petroleum hydrocarbons: geochemical parameters and "composition-oil origin" correlations. Conference Proceedings. XIX International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019. 30 June – 6 July, 2019. Albena, Bulgaria. Vol. 19, Issue 1.1, P. 437–442.
8. Sieben V.J. Optical measurement of saturates, aromatics, resins, and asphaltens in crude oil / V.J. Sieben, A.J. Stickel, C. Obiosa-Maife, J. Rowbotham, A. Memon, N. Hamed, J. Ratu-lowski, F. Mostowfi // Energy Fuels. – 2017. – Vol. 31. – № 4. – P. 3684–3697.

KEYWORDS: oil composition, Ugutskoye field, technological characteristics of raw materials, oil recovery, hydrocarbons.

27-я Казахстанская международная выставка и конференция НЕФТЬ И ГАЗ

30 сентября – 2 октября 2020
Алматы, КЦДС «Атакент»

www.kioge.kz

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В КАЗАХСТАНЕ

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS

T +7 499 348 85 00
E info@re3.events

НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫЕ ГЕЛИ И ЗОЛИ

для физико-химических и комплексных технологий увеличения нефтеотдачи



**Алтунина
Любовь Константиновна**

главный научный сотрудник,
заведующая лабораторией
коллоидной химии нефти
Федерального государственного
бюджетного учреждения
науки Института химии
нефти Сибирского отделения
Российской академии наук
(ИХН СО РАН),
д.т.н., профессор, заслуженный
деятель науки РФ



**Кувшинов
Владимир
Александрович**

ведущий научный
сотрудник ИХН СО
РАН,
к.т.н.



**Кувшинов
Иван
Владимирович**

ведущий
программист ИХН
СО РАН



**Стасьева
Любовь
Анатовна**

научный сотрудник
ИХН СО РАН

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ И ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕРМОТРОПНЫХ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ И ЗОЛЕЙ. ГЕЛИ И ЗОЛИ С ОДНИМ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМ КОМПОНЕНТОМ ПРОЯВИЛИ ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ И ПАРОТЕПЛОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ИНТЕРВАЛЕ ТЕМПЕРАТУР 10–320 °С. ПОКАЗАНА ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ НОВЫХ ТЕРМОТРОПНЫХ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ КОМПОЗИЦИЙ С ДВУМЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ КОМПОНЕНТАМИ – ПОЛИМЕРНЫМ И НЕОРГАНИЧЕСКИМ, ОБРАЗУЮЩИХ В ПЛАСТЕ СТРУКТУРЫ ТИПА «ГЕЛЬ-В-ГЕЛЕ» С УЛУЧШЕННЫМИ РЕОЛОГИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ И СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

THE RESULTS OF LABORATORY RESEARCH, FIELD TESTING AND INDUSTRIAL USE OF TECHNOLOGIES FOR ENHANCED OIL RECOVERY AND WATER SHUTOFF USING THERMOTROPIC NANOSTRUCTURED GELS AND SOLS ARE PRESENTED. GELS AND SOLS WITH ONE GEL-FORMING COMPONENT HAVE BEEN SHOWN TO BE HIGHLY EFFECTIVE IN WATERFLOODING AND STEAM-THERMAL TREATMENT IN THE TEMPERATURE RANGE OF 10–320 °C. THE PROSPECTS OF NEW THERMOTROPIC NANOSTRUCTURED COMPOSITIONS WITH TWO GEL-FORMING COMPONENTS, POLYMER AND INORGANIC, FORMING GEL-IN-GEL STRUCTURES WITH IMPROVED RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND STRUCTURAL-MECHANICAL PROPERTIES, ARE SHOWN

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, увеличение нефтеотдачи, ограничение водопритока, технологии, гели, золи, кинетика, реология.

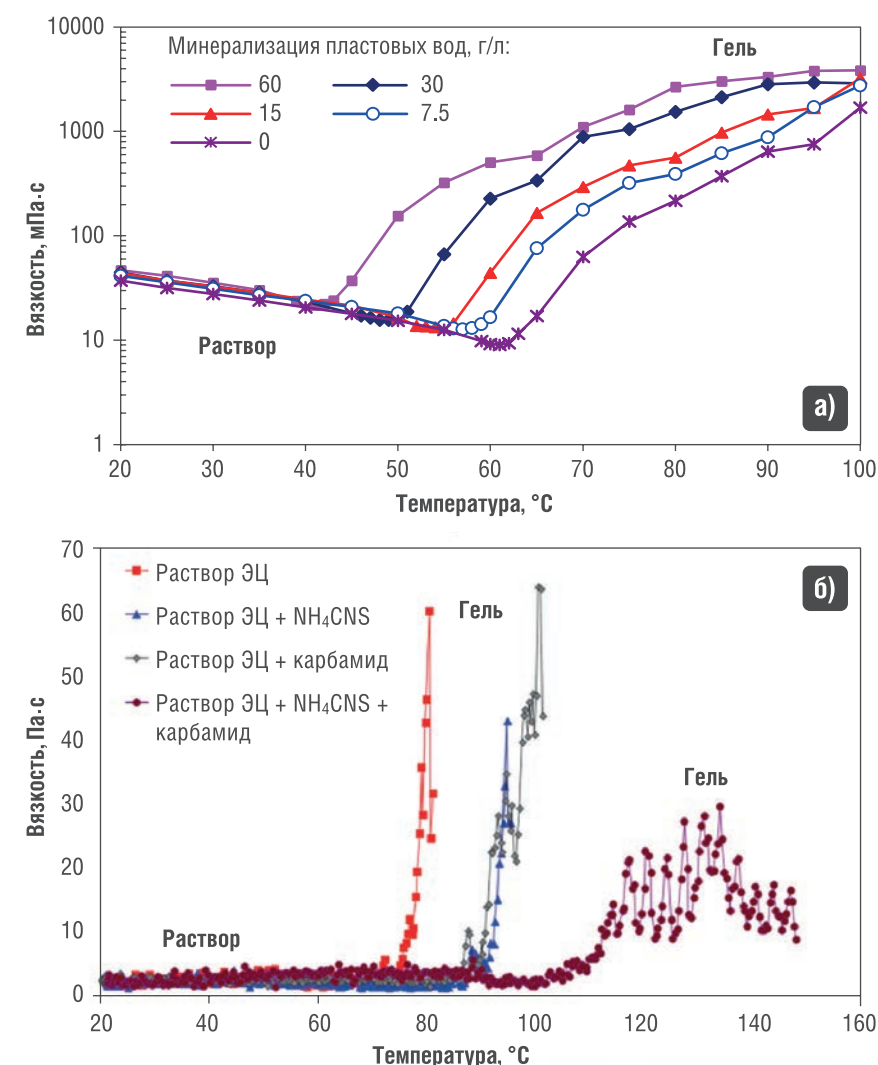
Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе высоковязкой нефти, и дальнейшего увеличения ее добычи представляется перспективным широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта и коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки [1–7].

Современная тенденция развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи базируется на «смарт» материалах со сложной иерархической структурой. Перспективной представляется разработка систем,

химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Факторами, вызывающими химическую эволюцию инжестированных систем, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами. В результате химической эволюции систем образуются гели и золи, нефтевытесняющие жидкости с высокой кислотно-основной буферной емкостью, эмульсионные и газо-жидкостные системы коллоидной степени дисперсности [7–10].

В ИХН СО РАН созданы «интеллектуальные» композиции с регулируемой вязкостью,

РИС. 1. Зависимость вязкости в термотропной гелеобразующей системе на основе эфиров целлюлозы от температуры: а – при атмосферном давлении, б – при давлении 50 атм (резкое увеличение вязкости связано с гелеобразованием)



плотностью и щелочностью: термотропные неорганические и полимерные золе- и гелеобразующие композиции, а также нефтевытесняющие композиции на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) для закачки в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи, снижения обводненности добывающих скважин и интенсификации добычи нефти в осложненных условиях эксплуатации [7–14]. В развитие этих работ создана многофункциональная химическая композиция на основе ПАВ с регулируемой вязкостью и щелочностью, низким межфазным натяжением и высокой буферной емкостью в диапазоне 2.5–10 ед. рН, высокой нефтевытесняющей способностью в области температур 20–250 °С, низкозастывающая, совместимая с минерализованными

пластовыми водами, увеличивающая проницаемость пластов-коллекторов. В 2019 г. планируются ее промышленные испытания.

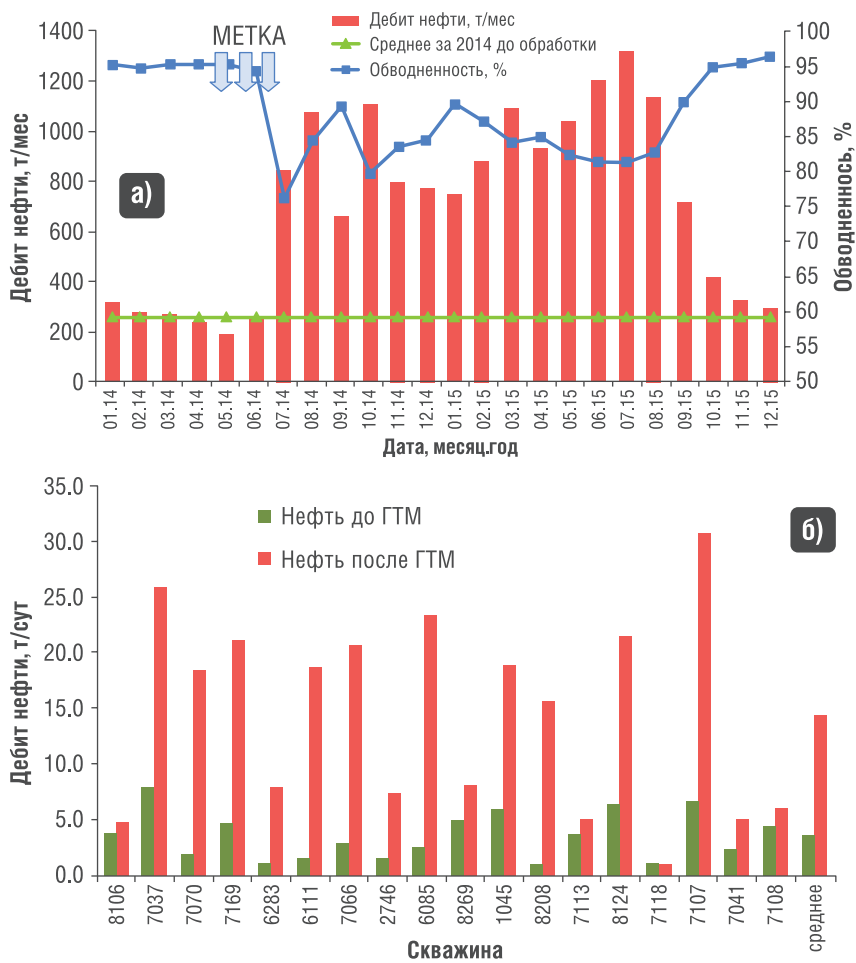
Гель-технологии для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока

На поздней стадии разработки месторождений доминирующая роль принадлежит гель-технологиям, увеличивающим охват пласта заводнением или паротепловым воздействием, снижающим обводненность продукции и увеличивающим добычу нефти.

В ИХН СО РАН созданы термотропные гелеобразующие системы, которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых – превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов [7–10]. Исследованы кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные характеристики гелей различных типов для неоднородных пластов с проницаемостью в интервале от 0.01 до 10 мкм². Предложены термотропные гелеобразующие композиции: неорганические на основе системы «соль алюминия – карбамид – вода» (ГАЛКА®) и полимерные (МЕТКА®) на основе эфиров целлюлозы (ЭЦ) с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур 10–320 °С [7, 8]. Следует отметить, что в области скоростей сдвига 0.01–3.0 с⁻¹ при высоких давлениях, в условиях всестороннего сжатия, напряжение сдвига и вязкость гелей в указанных системах имеют значения на несколько порядков выше, рисунок 1, чем при атмосферном давлении, вид реологических зависимостей указывает на его вязкоупругие свойства.

Поэтому термотропные гелеобразующие композиции могут использоваться для регулирования профиля приемистости в

РИС. 2. Результаты работ по ограничению водопритока и увеличению нефтеотдачи на пермо-карбонной залежи Усинского месторождения с применением композиций: МЕТКА® (а) – суммарно по 5 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; ГАЛКА® (б) – промышленное использование технологии в 2017 г., прирост среднемесячного дебита нефти по добывающим скважинам после пароциклической обработки (ПЦО) с композицией ГАЛКА®



нагнетательных скважинах и изоляции водопритоков в добывающих скважинах, а также совместно с паротепловым и пароциклическим воздействием на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. С их использованием разработаны пять гель-технологий для увеличения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов, которые промышленно используются на месторождениях Западной Сибири и республики Коми. Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран.

Проведены промысловые испытания и осуществляется промышленное использование комплексных технологий физико-химического и паротеплового воздействия в Западной Сибири и в респ. Коми.

Так, в 2014–2018 гг. на пермо-карбонной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения по технологиям ИХН СО РАН обработаны более 190 скважины. Прирост дебита по нефти составил от 3 до 24 тонн в сутки на скважину, дополнительная добыча нефти ≈1000 тонн на скважину-обработку, например, рисунок 2 [9–12].

Геофизические исследования до и после закачки гелеобразующих композиций показали, что происходит перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта паротепловым воздействием. Результаты проведенных работ демонстрируют синергизм методов физико-химического и паротеплового воздействия на пласт, перспективность их комплексного применения для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей [8, 10, 11].

Наноструктурированные композиции с двумя гелеобразующими компонентами для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи

Применительно к проблемам увеличения нефтеотдачи логическим развитием идеи «смарт» материалов со сложной иерархической структурой является создание систем с двумя гелеобразующими компонентами, образующими непосредственно в пласте связнодисперсные наноразмерные структуры типа «гель-в-геле» с улучшенными реологическими характеристиками и структурно-механическими свойствами. В последние годы в ИХН СО РАН созданы новые наноструктурированные гелеобразующие композиции для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи при заводнении и паротепловом воздействии с двумя гелеобразующими компонентами – полимерным и неорганическим, образующие в пласте структуры типа «гель-в-геле», которые имеют более высокие вязкость, упругость и предельное напряжение сдвига по сравнению с гелями с одним гелеобразующим компонентом.

Для области высоких температур (60–200 °С) предложены гелеобразующие композиции на основе системы «соль Al – простой эфир целлюлозы (ЭЦ) – карбамид – полиол – вода», в которых при нагревании за счет фазового перехода сначала образуется полимерный гель, а затем внутри него по механизму гидролитической поликонденсации, инициируемой продуктами гидролиза карбамида, возникает неорганический гель гидроксида Al, то есть связнодисперсная наноразмерная структура «гель-в-геле» [7, 13].

Для области низких температур (20–60 °С) создана новая гелеобразующая композиция на основе системы «поливиниловый спирт (ПВС) – полиол – многоосновная кислота – соль Al – карбамид – алифатический амин – вода», которая в пласте также образует связнодисперсные наноразмерные структуры типа «гель-в-геле». После закачки в пласт при температуре 20–60 °С сначала за счет реакции гидроксополиконденсации

ионов алюминия образуется необратимый неорганический гель гидроксида алюминия, а затем, через определенное время, внутри неорганического геля возникает полимерный гель на основе ПВС и многоосновной кислоты, то есть связнодисперсная наноразмерная структура типа «гель в геле». В результате улучшаются структурно-механические свойства геля, его вязкость и упругость кратно возрастают.

Проведены лабораторные исследования реологических свойств наноструктурированных гелеобразующих композиций – растворов и гелей, полученных из этих растворов: динамической вязкости, модуля упругости (модуля Юнга) и предельного напряжения сдвига (предела текучести). Измерение вязкости проводили с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком и ротационного вискозиметра Реометра HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC25 DIN/Ti) при изменении скорости сдвига в интервале от 10 до 1200 с⁻¹. Определение модуля упругости гелей проводили на основании диаграмм «напряжение – деформация», полученных в квазистатическом режиме сжатия цилиндрических образцов. Предел текучести гелей определяли с помощью ротационного вискозиметра Реометра HAAKE Viscotester iQ.

Исследования кинетики гелеобразования и реологических свойств растворов и гелей показали, что созданные синергетическая связнодисперсные наноразмерные структуры типа «гель в геле» имеют повышенную вязкость и упругость по сравнению с гелями с одним неорганическим или полимерным гелеобразующим компонентом (рисунки 3, 4 – для системы «соль Al – ЭЦ – карбамид – вода»).

Так, предельное напряжение сдвига наноструктурированных гелей, полученных в интервале температур 90–150 °С из растворов композиций на основе системы «соль Al – ЭЦ – карбамид – вода» с двумя гелеобразующими компонентами, в 1,6–2 раза выше, чем для гелей из растворов композиций с одним неорганическим гелеобразующим компонентом:

РИС. 3. Реологические кривые течения: зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига до и после образования геля при 150 оС композиций с двумя (2) и одним (1) гелеобразующими компонентами

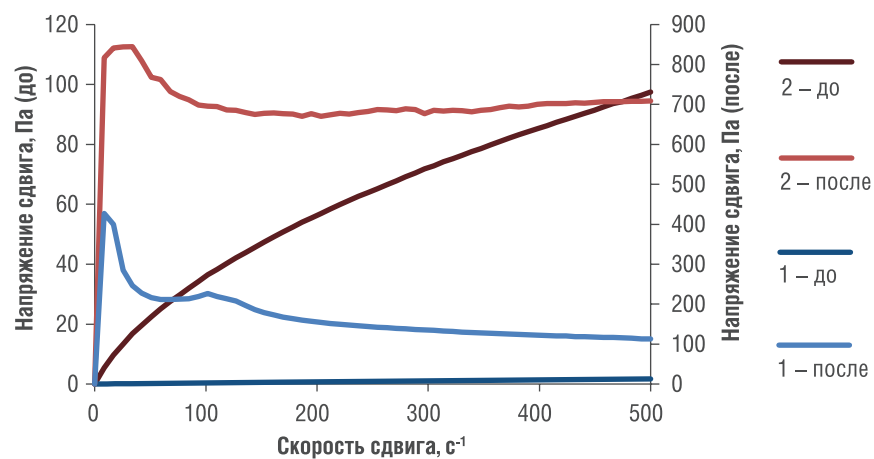
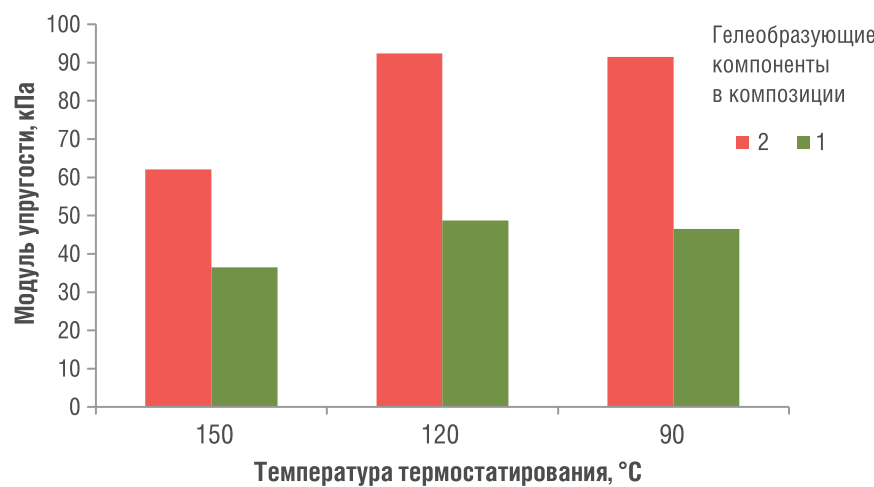


РИС. 4. Значения модуля упругости гелей, полученных из композиций с двумя (2) и одним (1) гелеобразующими компонентами после термостатирования при 90–150 оС



433–844 и 378–427 Па соответственно, значения модулей упругости комбинированных гелей также значительно выше. Для гелей, полученных из композиций на основе ЭЦ с одним полимерным гелеобразующим компонентом, предельное напряжение сдвига составляет 109–321 Па.

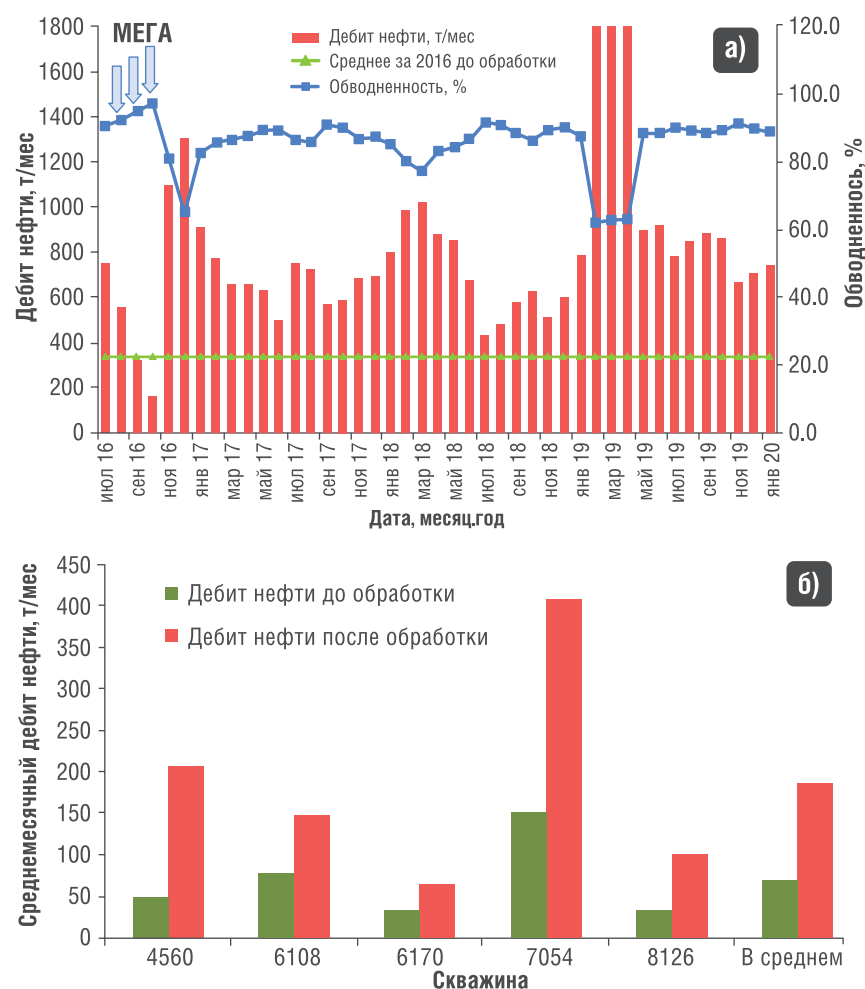
Промысловые испытания технологии с применением гелеобразующей композиции на основе системы «соль Al – ЭЦ – карбамид – вода» для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи успешно проведены в 2016–2017 гг. на 9 добывающих скважинах пермо-карбонной залежи Усинского месторождения при ПЦО и в зоне площадной закачки пара. После обработки скважин наблюдается значительное снижение обводненности, на 12–40 %, и кратное увеличение дебитов по нефти, рисунок 5.

Образующиеся в пласте структуры типа «гель-в-геле» сдерживают прорыв воды или пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличению добычи нефти.

Заключение

Созданы термотропные гелеобразующие системы, которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых – превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов. При высоких давлениях, в пластовых условиях, напряжение

РИС. 5. Ограничение водопритока и увеличение нефтеотдачи с применением композиций МЕГА® на основе системы «соль AI – ЭЦ – карбамид – вода» на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, суммарно по 5 добывающим скважинам, 2016–2020 гг.: увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности



сдвига и вязкость гелей кратно возрастают, гели становятся твердообразными телами, что позволяет использовать их в технологиях увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока.

Неорганические и полимерные гели и золи с одним гелеобразующим компонентом проявили высокую эффективность при заводнении и паротепловом воздействии в интервале температур 10–320 °С. Показана перспективность новых термотропных наноструктурированных композиций с двумя гелеобразующими компонентами – полимерным и неорганическим, образующих в пласте структуры типа «гель-в-геле» с улучшенными реологическими характеристиками и структурно-механическими свойствами.

При приготовлении и закачке композиций используется стандартное нефтепромысловое оборудование и экологически

безопасные продукты многотоннажного промышленного производства.

Результаты проведенных работ по применению термотропных наноструктурированных гелей и золей в технологиях увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока показывают перспективность промышленного использования технологий для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе залежей высоковязкой нефти, и дальнейшего увеличения ее добычи в труднодоступных регионах и сложных природно-климатических условиях, включая северные и арктические регионы.

Работа выполнена в рамках государственного задания по проекту V.46.2.3. «Физическая химия и реология нефти и полидисперсных нефтесодержащих систем в процессах увеличения нефтеотдачи пластов и транспорта нефти».

Литература

- Ruzin L. M., Morozuk O. A., Durkin S. M. Features and innovative ways of highly viscous oil field development // Oil Industry. 2013. № 8. P. 51–53.
- Romero-Zeron L. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). A Practical Overview. InTech, 2016. 200 p. DOI: 10.5772/61394.
- Wang Y., Hou J., Song Z., Yuan D., Zhang J., Zhao T. A Case Study on Simulation of In-Situ CO₂ Huff-n'-Puff Process // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2018. Vol. 21, No. 01. P. 109–121.
- Hascakir B. Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) special issue // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 438–441.
- Sheng J. J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Gulf Publishing, 2011. 617 p.
- Xiaohu Donga, Huiqing Liua, Zhangxin Chena, Kelu Wu, Ning Lua, Qichen Zhanga. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection // Applied Energy. 2019. Vol. 239, Is. C. P. 1190–1211.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. 2018. Т. 26, № 3. С. 261–277.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. 2007. Т. 76. № 10. С. 1034–1052.
- Altunina L. Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by chemically evolving systems // L. Altunina, V. Kuvshinov, I. Kuvshinov, L. Stasyeva // The 20th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France, April 8–11, 2019. - EarthDoc website. - DOI:10.3997/2214-4609.201900175 - http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=96143.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Стасьева Л. А., Чертенков М. В., Шкрабук Л. С., Андреев Д. В. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 26–29.
- Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Kuvshinov I. V., Chertentkov M. V., Ursegov S. O. Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs // Proceedings of SPE Russian Petroleum Conference, Moscow, October 26–28, 2015. Paper 176703-MS.
- Kuvshinov, I. V., Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Combined well treatment with various chemical compositions and thermal methods // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. 2019. Т. 12, № 4. С. 473–482. DOI: 10.17516/1998-2836-0143.
- Козлов, В. В. Новые термотропные композиции мега с двумя гелеобразующими компонентами для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи // В. В. Козлов, Л. К. Алтунина, Л. А. Стасьева, В. А. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. 2019. Т. 27. № 1. С. 19–23. DOI: 10.15372/KhUR20190103.
- Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A., Kuvshinov I. V. (2019). Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordinating solvents and complex compounds. Georesources = Georesources, 21(4), pp. 103–113. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113.

KEYWORDS: hard-to-recover reserves, high viscosity oil, enhanced oil recovery, water shutoff, technologies, gels, sols, kinetics, rheology.



5–9 ДЕКАБРЯ 2021
ХЬЮСТОН • США

23-Й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА

ГЛАВНЫЕ ВЫСТАВКА И КОНГРЕСС
МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ,
«ОЛИМПИАДА НЕФТЯНИКОВ»,
ПРОХОДЯТ 1 РАЗ В 3 ГОДА,
КАЖДЫЙ РАЗ В НОВОЙ СТРАНЕ

>100
компаний-
участников
выставки

>4 000
делегатов
конгресса

>12 000
посетителей
выставки

>100
стран

>700
докладчиков –
ключевых
экспертов отрасли

>500
президентов
ведущих
нефтегазовых
компаний

>50
министров

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБЩАЙТЕСЬ:



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E INFO@RE3.EVENTS
WWW.RE3.EVENTS

В ЧИСЛЕ УЧАСТНИКОВ И СПОНСОРОВ



HALLIBURTON

accenture



ExxonMobil



Baker Hughes



ConocoPhillips

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

восстановления продуктивности низкодебитных скважин



УДК 620.179.16



**Муллагаев
Марат
Салаватович**
ведущий научный
сотрудник
ФГБУ науки
Институт общей
и неорганической
химии имени
Н.С. Курнакова РАН,
д.т.н.



**Салтыков
Юрий
Алексеевич**
генеральный
директор
ООО «Илмасоник-
Наука Сервис»



**Салтыков
Александр
Алексеевич**
генеральный
директор
ООО «Илмасоник-
Наука»,
к.т.н.



**Муллагаев
Роберт
Маратович**
магистр факультета
химической
технологии
и экологии
ФГБУ науки
РГУ нефти и газа
(НИУ) имени
И.М. Губкина

В СТАТЬЕ ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ МЕХАНИЗМОВ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА (ПЗП). ПРЕДСТАВЛЕН АНАЛИЗ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОПИ) УЛЬТРАЗВУКОВОЙ (УЗ) ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОВЕДЁННЫХ НА 68 НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПРОВЕДЁН АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПИ СКВАЖИН С ОСОБЕННОСТЯМИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТОВ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛИЛИ СФОРМУЛИРОВАТЬ АЛГОРИТМ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ УЗ ОБРАБОТКИ (УЗО). АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ДОКАЗАЛ, ЧТО УЗ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПЗП, ДОПОЛНЯЮЩИЕ СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ НЕФТЕДОБЫЧИ, ЯВЛЯЮТСЯ ОДНИМИ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

THE PAPER ANALYZES THE MECHANISMS OF ACOUSTIC IMPACT ON THE BOTTOM HOLE FORMATION ZONE. PRESENTS THE RESULTS OF THE PILOT-FIELD TESTS (PFT) OF THE ULTRASONIC TECHNOLOGY AND EQUIPMENT, CARRIED OUT AT 68 OIL WELLS OF THE SAMOTLOR FIELD. THE ANALYSIS OF THE PFT RESULTS OF WELLS WITH THE PECULIARITIES OF THE GEOLOGICAL-PHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE TREATED FORMATIONS WAS CARRIED OUT, WHICH ALLOWED TO FORMULATE AN ALGORITHM OF WELLS-CANDIDATE SELECTION FOR ULTRASONIC TREATMENT. THE ANALYSIS OF THE RESULTS PROVED THE HIGH EFFICIENCY OF THE APPLICATION OF THE ULTRASONIC CLEANING TECHNOLOGY OF THE BOTTOM HOLE FORMATION ZONE, WHICH SUPPLEMENTS THE EXISTING METHODS OF OIL PRODUCTION

Ключевые слова: дебит нефти, коэффициентом извлечения нефти, ультразвук, ультразвуковое оборудование и технология, опытно-промышленные испытания.

Одной из ключевых проблем нефтегазового комплекса (НГК) России является низкий коэффициент извлечения нефти (КИН). Большое число простаивающих скважин, рост доли залежей с тяжелыми и высоковязкими нефтями, уменьшение дебитов скважин свидетельствуют о низкой эффективности применяемых технологий извлечения нефти [1, 2].

Одним из наиболее перспективных методов увеличения дебита скважин является акустическое воздействие, в частности в УЗ диапазоне. Причем, эффективность данного метода можно существенно повысить путем математического

моделирования физических процессов в ПЗП, сопровождающих акустическое воздействие, разработки современной аппаратуры, правильного подбора скважин-кандидатов и масштабного проведения ОПИ на месторождениях [3–8].

Механизмы акустического воздействия на призабойную зону пласта

В связи со сложностью и разнообразием объектов воздействия на ПЗП, механизмы протекающих в пласте процессов по-прежнему неясны: пласт может быть насыщен водой,

ТАБЛИЦА 1. Результаты опытно-промышленных испытаний ультразвуковой технологии

Пласт	Число скважин, шт.	Успешность, %	Средний дебит нефти до УЗО, т/сут	Средний прирост дебита нефти после УЗО, т/сут	Рост дебита, %
AB ₁ ¹⁻²	12	92	3,04	6,65	219
AB ₁ ⁽³⁾	9	100	2,48	3,9	157
AB ₂₋₃	23	74	3,47	2,5	72
AB ₄₋₅	10	70	3,74	4,1	110
AB ₁ ⁽³⁾ , AB ₁ ⁽¹⁻²⁾	3	100	1,67	5,3	317
AB ₁ ⁽³⁾ , AB ₂₋₃	3	100	1,63	2,8	172
BB ₈	3	0	4,2	– 1,8	– 42
BB ₁₀	3	100	1,2	3,1	258
ЮВ ₁	2	100	–	–	Скважины ППД
Всего	68	80	3,23	4,4	136

газом, легкой, высоковязкой или тяжелой нефтью; снижение дебита связано с парафинизацией ПЗП, ее заилинием, отложением мелких глинистых частиц, содержащихся в фильтрате промывочной жидкости, с засорением перфорационных отверстий и т. д. Как правило, воздействие имеет комплексный характер, хотя тот или иной эффект играет преобладающую роль в конкретной скважине.

Наиболее подробное описание методов и процессов, происходящих в ПЗП, при низкочастотной (НЧ) УЗО (18...35 кГц) показаны в работах [3–8].

Обобщая анализ проведенных лабораторных экспериментов и модельных расчетов физических процессов, можно отметить следующие механизмы, ответственные за наблюдаемое улучшение фильтрации нефти в пористых средах в УЗ поле:

- происходит увеличение относительной проницаемости фаз [9];
- возникающие нелинейные акустические эффекты в порах (кавитация, акустические течения, звуковое давление) уменьшают действие капиллярных сил из-за разрушения поверхностных пленок и увеличивают скорость фильтрации флюида [4, 9];
- уменьшается поверхностное натяжение, плотность и вязкость флюида вследствие УЗ нагрева [10];
- происходит перистальтическое движение флюида вследствие механической вибрации стенок

пор, посредством которого жидкость «сжимается» в соседние поры [11];

- начинается микроэмulsionирование нефти в присутствии природных или введенных поверхностно-активных веществ (ПАВ), повышается растворимость ПАВ и уменьшение его адсорбции [4];
- происходит слияние капель масла из-за сил Бьеркнеса [12];
- увеличивается проницаемость горных пород и пористость из-за деформации пор, происходит очистка перфорационных каналов и пор коллектора от АСПО и других включений, уменьшение скин-эффекта [4];
- возникновение внутривискозной конвекции приводит к изменению теплопроводности насыщенных флюидами сред и, как следствие, повышению продуктивности скважин [4];
- увеличение звукового давления (интенсивности) уменьшает сдвиговую вязкость флюида, что приводит к увеличению скорости его фильтрации [4];
- сонокапиллярный эффект.

Анализ ОПИ на скважинах Самотлорского месторождения

Результаты ультразвуковой обработки

В период 2010–2012 гг. на Самотлорском месторождении была проведена УЗО призабойной зоны пласта на 68 низкодебитных

нефтяных скважинах силами ООО «ЦУТ-Сервис» [13]. В табл. 1 приведены результаты ОПИ ультразвуковой технологии обработки скважин с учетом геолого-физических характеристик пластов.

Анализ геолого-физических характеристик пластов и опыта применения ультразвуковой обработки

Пласт AB₁⁽¹⁻²⁾

Проведенные на этом пласте УЗО являются наиболее успешными. Средняя прибавка по дебиту составила 6,7 т/сут. Из 12 скважин, подвергнутых УЗО, лишь одна с сомнительной успешностью в 0,4 т/сут. Успешность обработок объясняется в первую очередь тем, что в этом случае работа велась с пластом «рябчик», который характеризуется перемежением нефтеносных пропластков с непроницаемыми глинистыми слоями. Ввиду того, что УЗ технология имеет очень высокую избирательность и отличается возможностью почти точечного воздействия, обработке подвергались только нефтенасыщенные пропластки.

Пласты AB₁⁽³⁾ и AB₂₋₃

Наибольшее число операций проведено на пласте AB₂₋₃. Было обработано 23 скважины. Успешность 74 %, средний прирост составил 2,544 т/сут. На 6 скважинах получен отрицательный результат. На двух скважинах увеличилось процентное содержание воды: у скв. 31244

ТАБЛИЦА 2. Требования к скважинам-кандидатам для ультразвуковой обработки

Параметр	Значение
Пласт	
Порода пласта	Песчаник
Проницаемость, мкм ²	Более 0,25
Пористость, %	Более 20
Глинистость, %	Не более 15
Минимальная толщина перфорированного пропластка, м	3 м
Число пропластков в интервале перфорации	Не более 10
Текущая нефтенасыщенность пластов, %	Более 50
Температура на забое скважины, °С	10...135
Давление на забое скважины, атм	40...400 атм.
Пластовое давление	Выше давления насыщения нефти газом на 15...20 %
Нефть, пластовая жидкость	
Динамическая вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Не более 25
Температура начала кристаллизации парафина	Меньше температуры на забое скважины и пластовой температуры
Отсутствие газовой фазы в пласте жидкости	
По параметрам работы добывающих скважин	
Текущий дебит, м³/сут	Не менее 3
Текущая обводненность, %	Не более 75
Падение дебита за последние 1–2 года, не связанное с падением пластового давления или какими-либо техническими причинами	В 2 раза и более
По параметрам работы нагнетательных скважин	
Текущая приемистость, м³/сут	Не менее 20
Падение приемистости за последние 1–2 года, не связанное с какими-либо техническими причинами	В 2 раза и более
Давление закачки	Не менее проектного

процент воды увеличился с 69 до 88, на скв. 14606 – с 41 до 92. При этом надо заметить, что очистка ПЗП подразумевает эффект в виде увеличения дебита пластового флюида. В первом случае он увеличился с 11 до 26 м³/сут, во втором – не изменился. За вычетом этих скважин эффект составляет 4,1 т/сут. На трех скважинах были вскрыты перфорацией два пласта: АВ₃ и АВ₁₍₁₋₂₎ и еще на трех скважинах – АВ₁₍₃₎ и АВ₂₋₃. На всех шести скважинах обработка была успешной и эффект составил в среднем 4 т/сут.

Пласт АВ₄₋₅
На этих пластах были получены довольно неплохие результаты. Из 10 обработанных скважин при успешности 70% получен средний прирост 4,1 т/сут. При этом на трех скважинах опять была проведена деоптимизация по причине отсутствия требуемого оборудования. На всех трех скважинах динамический уровень повысился по сравнению с уровнем до обработки на 100 м и более. За вычетом этих скважин эффективность составляет 6 т/сут.

Пласт БВ₈
Проведенные здесь три операции по УЗО дали отрицательный результат. Хотя число проведенных операций не дает оснований делать однозначные выводы, но основной причиной увеличение процента воды в добываемом флюиде является неправильный подбор скважин для УЗО, так как была подтянута «воронка» воды и увеличение дебита привело к ее прорыву.

Пласт БВ₁₀
По пласту БВ10 проведены 2 операции с успешностью 100% и эффектом 3,1 т/сут. На пластах БВ₁₀ и ЮВ₁ проведены 3 операции по УЗО нагнетательных скважин. Успешность составила 100%. Увеличение приемистости составило от 300 до 500%.

Таким образом, ОПИ показали правильность предъявляемых требований к скважинам-кандидатам для УЗО и позволили сформулировать алгоритм подбора скважин.

Критерии выбора скважин для ультразвуковой обработки

Анализ результатов с целью установления корреляционной связи между удельным суточным приростом после УЗО и геолого-технологическими параметрами был проведен в работе [14]. Результаты факторного анализа свидетельствуют о том, что суточный прирост нефти после УЗО в первую очередь зависит от поддержания пластового давления. УЗО были наиболее эффективными, если отношение текущего пластового давления к первоначальному было в пределах 0,75...0,9. Максимальный прирост дебитов нефти достигается при снижении текущего пластового давления не более чем на 15% от первоначального, а предельное – не более 25%.

Вторая по значимости корреляционная связь [14] получена между среднесуточным приростом нефти и показателями обводненности скважин. Эффективность обработок снижалась, если обводненность скважин-кандидатов превышала 80%. Как правило, чем меньше пропластков и однороднее по строению пласт, тем выше эффективность обработки. В том случае, когда толщина пласта

не превышает 3...4 м, вероятность выполнения успешной обработки резко снижается.

В каждом конкретном случае технологическая компоновка УЗ аппаратуры в скважинах зависела от следующих факторов:

- анализ технологического режима работы скважины-кандидата за прошедший период от начала эксплуатации;
- изучение плотности и состава жидкости глушения при ремонтах;
- изучались все виды воздействия на ПЗП скважины-кандидата за весь период эксплуатации (физические, химические, акустические и т. д.) и результаты этих воздействий на параметры работы скважины;
- на основании данных о пластовом давлении и режимах работы соседних скважин с аналогичным геологическим строением оценивалось влияние пластового давления на снижение дебита скважины-кандидата;
- устанавливалась основная причина снижения дебита за период эксплуатации.

На основе анализа литературных данных [7, 8, 14] и результатов ОПИ были определены критерии, которым должны удовлетворять характеристики пластовой нефти и геофизические характеристики скважины-кандидата для проведения испытаний УЗ оборудования и технологии (табл. 2).

Ультразвуковой скважинный комплекс

С учетом собственного опыта работ и анализа недостатков существующих акустических оборудования и технологий при поддержке Фонда Сколково разрабатывается комплекс звуковой стимуляции и технологии (методы) его применения, которые обеспечивают максимальный эффект при интенсификации добычи нефти акустическим методом. В состав Комплекса входит: модуль питания и управления (МПУ), скважинный акустический прибор (САП), комплексный геофизический

РИС. 1. Модуль питания и управления Комплексом



скважинный прибор (ГФСП), др. вспомогательное оборудование.

Модуль питания и управления

МПУ предназначен для:

- обеспечения электропитания скважинных приборов;
- генерирования ультразвуковых и импульсных сигналов;
- управления КВС в автоматическом и ручном режиме;
- наглядное отображение процессов работы комплекса по мнемосхемам;
- визуальный контроль за параметрами оборудования;
- контроль и диагностику технического состояния комплекса;
- звуковую и цветовую сигнализацию тревог и аварийных событий;
- регистрацию и архивирование режимов и параметров работы КВС, параметров скважины и действий операторов;
- распечатку протоколов работы комплекса;
- передачу информации в режиме реального времени по модемной связи на диспетчерский пункт.

УЗ генератор МПУ построен на современной элементной базе – с использованием IGBT т и мощных высоковольтных полевых транзисторов, имеет малые габариты и малый вес, что позволяет наиболее рациональным образом использовать пространство лабораторного отсека геофизического подъемника [15].

МПУ имеет следующие основные характеристики:

рабочая частота в диапазоне, кГц	14,0 – 30,0
КПД генерации ультразвука, %	96
частота импульсов, Гц	1 – 10
напряжение на выходе, В	100 – 1200
активное сопротивление нагрузки с учетом кабеля, Ом	5 – 50
Электропитание от сети (число фаз × напряжение, В / частота, Гц)	3 × 380 / 50, 60 + 1 × 220 / 50, 60

В зависимости от решаемых задач разрабатываются три модификации МПУ:

- 1) для работы на месторождениях легкой и средней нефти – потребляемая мощность 5-10 кВт;
- 2) для работы на месторождениях тяжелой нефти – 20-30 кВт;
- 3) для работы на горизонтальных скважинах – 60-100 кВт.

Управление работой МПУ осуществляет промышленный компьютер с цветным сенсорным экраном, расположенным на передней панели. В компьютер записана программа, позволяющая осуществлять управление всеми функциями комплекса. Сенсорный экран позволяет отображать на мнемосхемах основные параметры технологического процесса, а также управлять Комплексом (рис. 1).

РИС. 2. Конструктивная схема скважинного акустического прибора



МПУ позволит:

- осуществлять контроль за состоянием работоспособности ультразвукового оборудования, стационарно установленного на нефтяных скважинах, и при необходимости оперативно изменять режимы его работы;
- оказывать помощь и осуществлять контроль за действиями специалистов геофизических партий, а также вносить корректировку в принимаемые ими решения при проведении звуковой стимуляции;
- постоянно совершенствовать используемое оборудование благодаря возможности оперативного сбора статистических материалов по результативности проводимых работ и внесения необходимых изменений в конструкцию приборов и технологию работ для повышения эффективности и надежности МЗВ;
- повышать квалификацию специалистов благодаря возможности анализа его ошибочных действий по объективным показателям;
- соответствовать современным трендам в области нефтегазодобычи – создание «интеллектуальных» скважин;
- обеспечить открытость и прозрачность технологий и результатов МЗВ для заказчика.

Скважинный акустический прибор

Согласно работам [3–9] требуемый диапазон рабочих частот излучения должен составлять 18...35 кГц при этом интенсивность излучения на поверхности излучателя должна составлять в радиальном направлении не менее 5...10 Вт/см². В целях устранения недостатков существующих скважинных приборов и использования их преимуществ [16], была разработана конструкция излучателя, где стандартные пьезокольца диаметром 38 мм

размещены перпендикулярно его оси, собранными в пьезопакет. Два пьезопакета расположены независимо друг от друга и с поворотом 90° относительно друг друга. Благодаря такой конструкции основная энергия излучения пьезопакетов направлена в радиальном направлении. Из таких излучателей собирается скважинный акустический прибор (рис. 2), все модули которого соединяются специальным эластичным соединением, причем к соединительной головке могут подключаться любые дополнительные приборы, например, геофизический. Подключение приборов на конце САП обеспечивается благодаря возможности пропускания сквозь него транзитных проводов [17, 18].

Прибор имеет следующие технические характеристики:

Потребляемая мощность при длине 3 м, кВА, не более	5,0
Диаметр прибора, мм	52
Напряжение питания, В	400
Резонансная частота, кГц	19±1
Частоты импульсного воздействия, Гц	1–10
КПД излучения в радиальном направлении, %	85

Модульная конструкция прибора позволяет сделать его любой длины, которая будет ограничиваться только возможностями каротажного кабеля. При работах в горизонтальных скважинах могут использоваться шлангокабель или колтбюинг с электрокабелем. В этом случае скважинный прибор можно сделать длиной до 50 м.

Геофизический скважинный прибор

При проведении ОПИ на Самотлорском месторождении была опробована схема совместного

спуска в скважину акустического и геофизического приборов. Комплексный геофизический скважинный прибор (ГФСП) предназначен для осуществления привязки к зоне перфорации и осуществления контроля процесса обработки ПЗП с целью корректировки режимов обработки в реальном масштабе времени, что существенно повышает процент успешности операций. Возможность ГФСП обеспечивать привязку к зоне перфорации сокращает время простоя скважины за счет сокращения количества спускоподъемных операций.

Применение ультразвукового скважинного комплекса

Разработанный комплекс звуковой стимуляции может применяться в любых технологических схемах, например, приведенных в работах [19]. В качестве базовой (типовой) схемы можно рассматривать схему, приведенную на рис. 3. В качестве дополнительного оборудования могут применяться индукционный нагреватель, электромагнитный или электрогидравлический излучатели, применение которых позволит существенно увеличить эффективность и успешность операций по очистке ПЗП за счет получения синергетического эффекта.

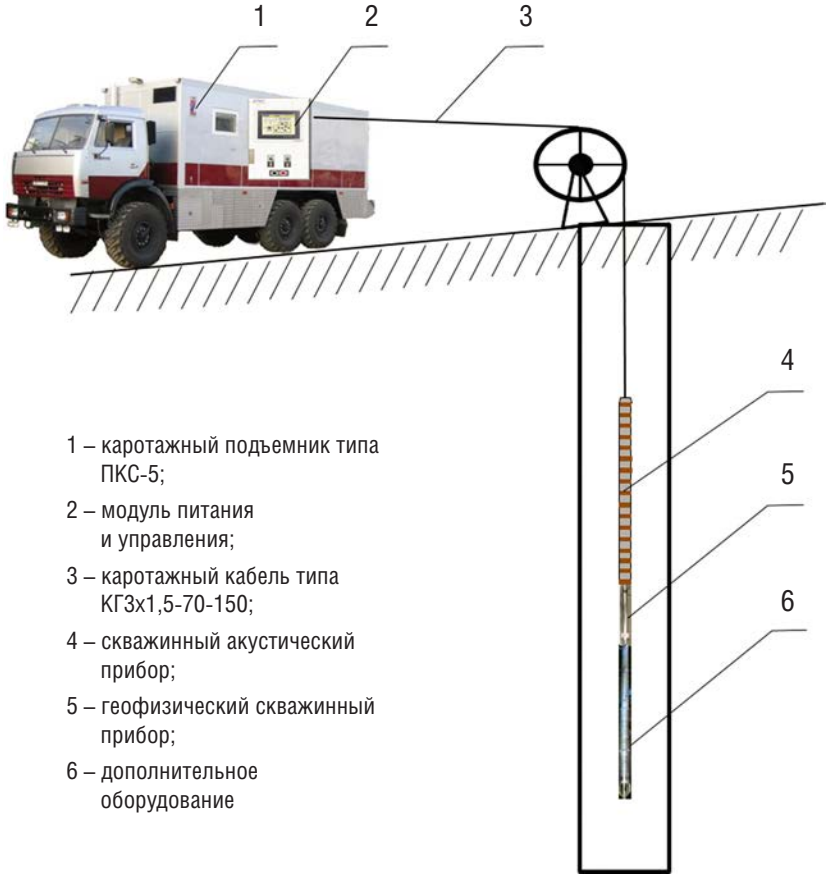
Скважинные приборы комплекса спускаются в скважину, где последовательно проводятся операции по привязке приборов по стволу скважины, по снятию текущих параметров скважины, УЗ очистке пор пласта и перфорационных отверстий скважины.

Проанализировав опыт ОПИ с УЗО пластов, можно сделать следующие выводы:

а) Общий итог:

- успешность выполненных операций составила 80 %;
- число неуспешных операций – 13, из которых по объективным причинам – 10;

РИС. 3. Схема компоновки УЗ оборудования



- средний прирост дебита нефти по скважинам 4,23 т/сут;
- наиболее успешными оказались УЗО пласта «рябчик». Здесь сказывается преимущество ультразвуковой технологии в избирательности воздействия. До этого применялись в основном химические обработки, где кислота шла по наиболее проницаемым промытым участкам, поэтому часть пропластков не была включена в работу.
- необходимым условием для качественного проведения УЗО (особенно при низком пластовом давлении) является работа на депрессии, для выноса продуктов реакции (диспергированных продуктов засорения) из пласта в скважину, а лучше всего, на поверхность.
- б) Среди использованных схем создания депрессии на пласт в сочетание с УЗО:

- свабиrowание является самым простым и наименее затратным из всех применяемых методов.
- наиболее предпочтительным методом создания депрессии на пласт является использование

струйного насоса. Хотя данный метод более затратный по времени и стоимости, однако средняя продолжительность эффекта обработки скважин почти в 2 раза и более выше по сравнению с остальными методами.

с) ОПИ показали важность правильного подбора скважин для повышения эффективности и успешности УЗО, алгоритма подбора скважин и наличия специально подготовленных специалистов.

д) Опыт ОПИ позволил сформировать облик перспективного комплекса звуковой стимуляции, который обеспечит существенное увеличение эффективности акустических технологий и позволит им занять достойное место в ряду существующих методов интенсификации добычи нефти. ●

Литература

1. Муллакаев М.С. Современное состояние проблемы извлечения нефти // Современная научная мысль. – 2013. – № 4. – С. 185–191.
2. Муллакаев М.С. Современные методы увеличения нефтедобычи: проблемы и практика применения // Современная научная мысль. – 2015. – № 5. – С. 98–111.

3. Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
4. Дыбленко, В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2008. – 80 с.
5. Caicedo S. Feasibility study of ultrasound for oil well stimulation based on wave-properties considerations // SPE Prod. Oper. – 2009. – Vol. 24. – № 1. – P. 81–86.
6. Hamida T., Babadagli T. Fluid-fluid interaction during miscible and immiscible displacement under ultrasonic waves // Eur. Phys. J. – 2007. – Vol. 60. – P. 447–462.
7. Mullakaev M.S. Ultrasonic intensification of the processes of enhanced oil recovery, processing of crude oil and oil sludge, purification of oil-contaminated water. – М.: HELRI, 2018. – 376 p.
8. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и переработки нефтешламов. – М.: НИИ ИЭП, 2019. – 412 с.
9. Nikolaevskiy V.N. Mechanism of vibration for oil recovery from reservoirs and dominant frequencies // Trans. USSR Acad. Sci. – 1989. – Vol. 307. – Pp. 570–575.
10. Fairbanks H.V., Chen W.J. Ultrasonic acceleration of liquid flow through porous media // Chem. Engineering Progress. Symposium Series. – 1971. – Vol. 67. – Pp. 108–116.
11. B. Abismail, J.P. Canselier, A.M. Wilhelm, H. Delmas, C. Gourdon. Emulsification by ultrasound: drop size distribution and stability // Ultrason. Sonochem. – 1999. – Vol. 6. – P. 75–83.
12. R. Matting, I. Akhatov, U. Parlitz, C.D. Ohl, W. Lauterborn. Bjerknes forces between small cavitation bubbles in a strong acoustic field // Phys. Rev. E. – 1997. – Vol. 56. – P. 2924–2931.
13. Муллакаев М.С., Салтыков Ю.А., Салтыков А.А., Муллакаев Р.М. Анализ опытно-промышленных испытаний ультразвуковой технологии на скважинах Самотлорского месторождения. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 7. – С. 71–85.
14. Апасов Г.Т., Апасов Т.К., Салтыков Ю.А., Апасов Р.Т., Абрамова А.В. Факторы, влияющие на эффективность при ультразвуковом воздействии на прискважинную зону пластов Самотлорского месторождения // Наука и ТЭК. – 2012. – № 6. – С. 17–20.
15. Пат. № 165239 РФ. Модуль питания и управления скважинным прибором. – Приоритет от 05.04.2016; опубл. 10.10.2016.
16. Муллакаев М.С., Салтыков А.А., Салтыков Ю.А., Муллакаев Р.М., Раянов А.Р. Прачкин В.Г. Анализ существующего акустического оборудования и технологий его применения для повышения нефтеотдачи. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 10. – С. 60–70.
17. Пат. № 2521094 РФ. Скважинный акустический прибор. – Приоритет от 10.04.2013; опубл. 27.06.2014.
18. Пат. № 10253601 США. Скважинный акустический прибор для обработки призабойной зоны нефтяных и газовых пластов. – Приоритет от 30.03.2017; опубл. 09.04.2019.
19. Апасов Т.К., Абрамов В.О., Муллакаев М.С., Салтыков Ю.А., Ю.А. Апасов Г.Т., Апасов Р.Т. Комплексные схемы ультразвукового воздействия на пласты Самотлорского месторождения // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 80–84.

KEYWORDS: oil production rate, oil recovery factor, ultrasound, ultrasonic equipment and technology, pilot-field test.

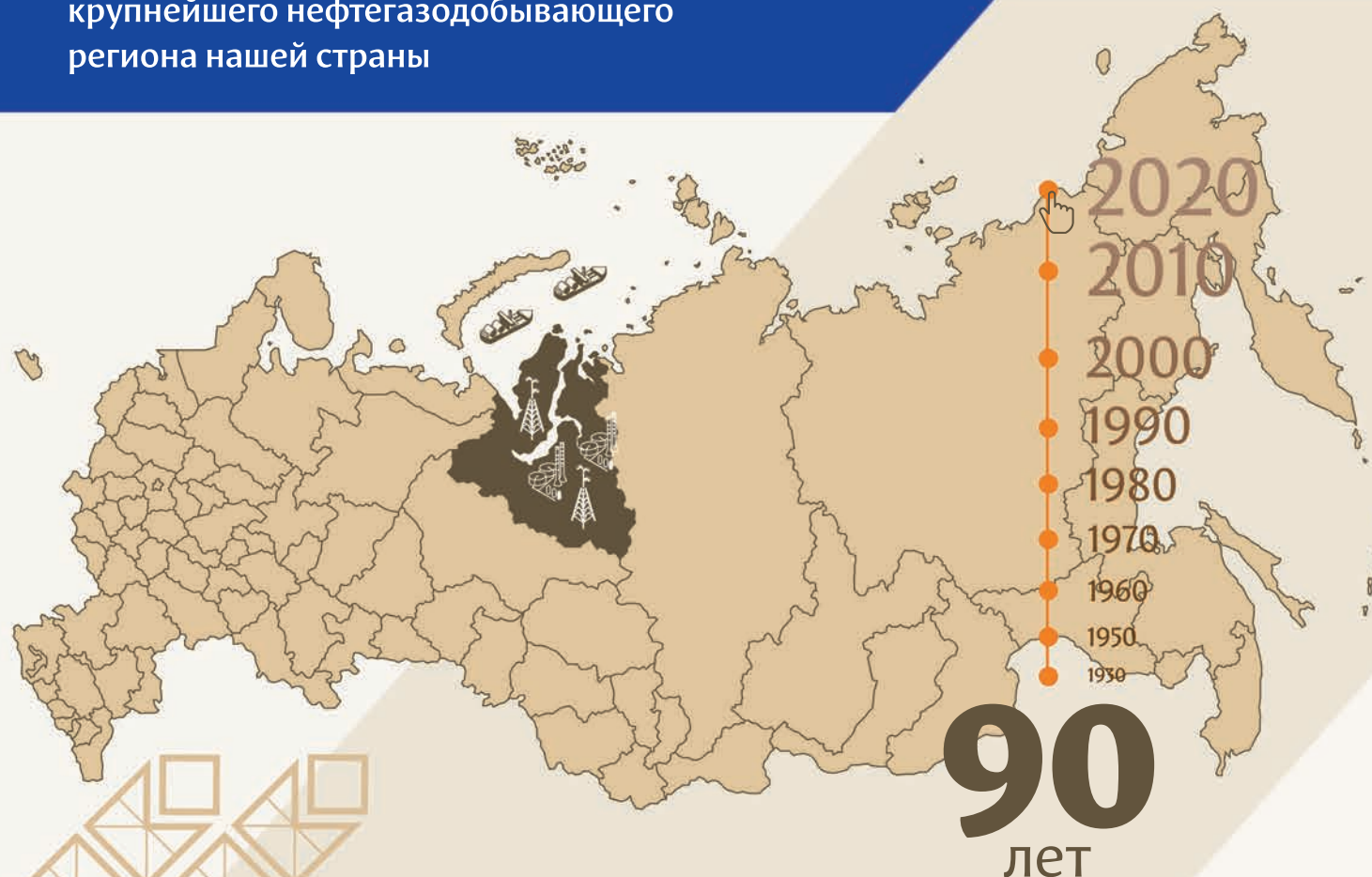
При поддержке правительства ЯНАО
и Минэнерго России

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России

Медиапроект приурочен к 90-летию ЯНАО –
крупнейшего нефтегазодобывающего
региона нашей страны

Интересный и познавательный
контент о добычи нефти и
газа в регионе для широкой
аудитории

Интерактивный информационный
ресурс, который будет пополняться
на протяжении всего юбилейного года



Интерактивная карта

Основные месторождения
углеводородов, компании ТЭК,
крупнейшие предприятия,
объекты транспортировки и
другие элементы нефтегазового
комплекса региона



Статьи и интервью

Редакционные статьи и новости
региона, актуальные интервью
с представителями власти и
руководителями крупнейших
отраслевых компаний,
работающих на Ямале



Компании

Материалы компаний,
которые вносят существенный
вклад в развитие
нефтегазовой
промышленности региона



Экспертные комментарии



Инвестиционные проекты ЯНАО



Объекты малых народов Севера

Медиапроект находится в открытом доступе
на www.yanao.neftegaz.ru



НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Агалаков Сергей Евгеньевич

Подразделения ЗГД по региональной геологии и ГРП, Управление ГРП – Север Западной Сибири, Отдел сопровождения ГРП арктических регионов, главный менеджер

Гайфулина Елена Фанисовна

Подразделения ЗГД по региональной геологии и ГРП, Управление ГРП – Западная Сибирь, Отдел сопровождения ГРП – запад ХМАО, главный специалист

Грищенко Марина Афанасьевна

Подразделения ЗГД по науке, Экспертно-аналитическое управление, Экспертный отдел, старший эксперт

Новокрещин Алексей Васильевич

Подразделения ЗГД по науке, Экспертно-аналитическое управление, Экспертный отдел, старший эксперт

Новоселова Майя Юрьевна

Подразделения ЗГД по региональной геологии и ГРП, Управление ГРП – Север Западной Сибири, Отдел сопровождения ГРП арктических регионов, главный специалист

Торгашова Лариса Витальевна

Подразделения ЗГД по региональной геологии и ГРП, Управление ГРП – Новых проектов и Восточной Сибири, Отдел сопровождения ГРП в Восточной Сибири, менеджер

Чикина Наталья Николаевна

Подразделения ЗГД по региональной геологии и ГРП, Управление ГРП – Новых проектов и Восточной Сибири, Отдел геологии и сейсмической интерпретации, эксперт по петрофизике

«Роснефть»,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СТРАТЕГИИ «РОСНЕФТЬ-2022». КОМПАНИЯ Взяла на себя ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ВОСПОЛНЯТЬ НЕ МЕНЕЕ 100 % ДОБЫВАЕМЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ. В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ДОСТИЖЕНИЕ СТОЛЬ СЛОЖНОЙ ЗАДАЧИ ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО ПРИ ФОРСИРОВАННОМ РАЗВИТИИ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ВОВЛЕЧЕНИИ В ОСВОЕНИЕ НОВЫХ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТОВ

MAKING REPLACEMENT OF RESERVES MORE EFFICIENT IS ONE OF THE KEY ELEMENTS OF THE ROSNEFT-2022 STRATEGY. THE COMPANY HAS COMMITTED TO REPLACEMENT OF AT LEAST 100% OF THE HYDROCARBONS PRODUCED. IN MODERN CONDITIONS, SUCH A DIFFICULT TASK IS ONLY POSSIBLE TO ACHIEVE WITH THE ACCELERATED DEVELOPMENT OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES, INCREASED EFFICIENCY OF GEOLOGICAL EXPLORATION AND INVOLVEMENT OF NEW STRATIGRAPHIC HORIZONS IN THE DEVELOPMENT

Ключевые слова: геологоразведочные работы, пополнение ресурсной базы, обустройство месторождений, сейсморазведочные работы, нефтегазоносность.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» – базовый корпоративный научно-проектный институт ПАО «НК «Роснефть» – выполняет инженерное полевое и камеральное сопровождение процессов геологического изучения, разработки и обустройства месторождений нефти и газа дочерних нефтегазодобывающих обществ компании в России (Урало-Поволжье, Западная и Восточная Сибирь, о. Сахалин) и за рубежом (Вьетнам, Венесуэла, Бразилия, Курдистан, Египет). ТННЦ сопровождает более 90 % добычи свободного газа и 34 % добычи нефти компании.

Одним из ключевых направлений деятельности ООО «ТННЦ» являются геологоразведочные работы: исследования региональной и локальной геологии бассейнов от оценки нефтегазогенерационного потенциала (бассейновое моделирование) до локализации резервуаров разного масштаба, проектирование и сопровождение сейсморазведочных работ, обработка и интерпретация сейсмических данных, сопровождение поисково-разведочного бурения.

УДК 553.98

Территориально ГРП выполняются на лицензионных участках трех крупных нефтеносных бассейнов России (Западная и Восточная Сибирь, Тимано-Печорская провинция).

Среди развиваемых блоком ГРП инновационных направлений – разработка и широкое использование стохастической инверсии данных сейсморазведки, позволяющая не только понижать неопределенности прогноза литологического строения нефтеносных резервуаров, оценивать степень неопределенности этих прогнозов, но и строить корректные трехмерные цифровые геологические модели продуктивных пластов.

Помимо развития инновационных решений в области технологии интерпретации сейсмических данных, одним из ключевых приоритетов нефтяной компании «Роснефть» является наращивание ресурсной базы углеводородного сырья на территориях крупных нефтегазоносных бассейнов России (Западно-Сибирская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции, Восточная Сибирь). Так, кроме освоения запасов УВ, сосредоточенных в основных продуктивных пластах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и в отложениях Восточной Сибири, компания планирует осваивать новые стратиграфические интервалы, считавшиеся ранее неперспективными или малоперспективными. Например, на юге и юго-западной периферии Западно-Сибирского бассейна все более активный интерес начинают представлять объекты в верхней части доюрского основания. В центральных районах активно начинает осваиваться верхнеюрский нефтегазоносный

комплекс в объеме бажено-абалакского комплекса. В северных районах новые открытия связываются с крупными залежами в надсенноманском комплексе верхнего мела: кузнецовская, березовская и ганькинская свиты, где по оценкам специалистов ООО «ТННЦ» сосредоточено от 1 млрд м³ до 1,5 млрд м³ газа. На территории Ботуобинской НГО Восточно-Сибирского бассейна восполнение запасов углеводородов планируется за счет освоения новых перспективных объектов в упунской, курсовской и верхнебюкской свитах верхнего венда.

Использование стохастической сейсмической инверсии при прогнозе литологии в интервале бажено-абалакского комплекса на Краснотенинском своде

Проблема нефтегазоносности баженовской и абалакской свит в пределах Краснотенинского свода является одной из самых острых проблем, связанных с трудноизвлекаемыми запасами Западной Сибири. С одной стороны, во многих скважинах из этих отложений получены высокодебитные притоки нефти, с другой стороны, коэффициент успеха поискового бурения на баженовско-абалакском интервале разреза пока еще весьма низок. Причина этого – существенная неопределенность литологического состава рассматриваемых свит.

В настоящее время одним из основных методов понижения неопределенности литологического строения нефтегазоносных резервуаров данных сейсморазведки. Она представляет собой геологическое моделирование, согласованное со скважинными и сейсмическими данными:

- Полученная модель имеет геологические ограничения, задаваемые функциями плотности вероятности распределения литотипов в поле упругих параметров;
- Согласование с сейсмическими данными обеспечивается посредством итерационной процедуры, включающей расчёт синтетического волнового поля по модели и сопоставление его с наблюдаемым.

В результате стохастической инверсии получают множество равновероятных реализаций кубов упругих свойств, литологии и ФЕС, по вертикальной разрешенности сопоставимых с масштабом ГИС. Наличие нескольких реализаций позволяет оценить степень неоднозначности полученных прогнозов.

Представленные результаты стохастической сейсмической инверсии является частью большого проекта по прогнозу нефтегазоносности бажено-абалакского комплекса (БАК) на Краснотенинском своде, в котором задействованы специалисты ТННЦ различных направлений. Была проведена значительная работа по исследованию керна, а также по петрофизическому и петроупругому моделированию, исследованию трещиноватости, созданию концептуальной модели, обработке и интерпретации сейсмических данных, которая стала фундаментом для выполнения стохастического сейсмического моделирования и в дальнейшем послужила основой для построения геологической 3D-модели.

Одним из ключевых вопросов интерпретации результатов стохастической инверсии является выбор реализаций, наиболее адекватных изучаемому объекту. Критерием отбора в нашем случае послужило стандартное отклонение ошибки прогноза мощности коллектора в «слепых» скважинах (скважинах, равномерно расположенных по площади и не использованных при расчёте инверсии ввиду неполной записи каротажа) по каждой реализации. Минимальная погрешность отмечена в 8 реализациях (рисунок 1).

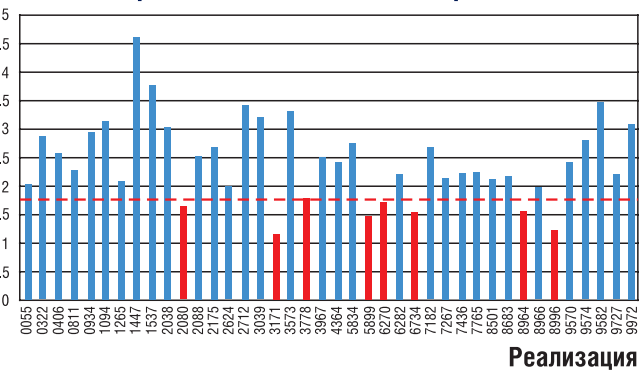
Также выполнена оценка прогнозируемого объёма коллектора по всем реализациям. Разница между минимальным



РИС. 1. Выбор наиболее вероятных реализаций по «слепым» скважинам

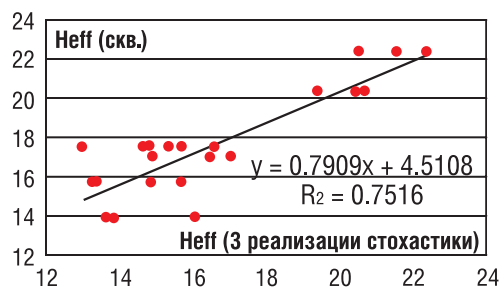


Стандартное отклонение ошибки прогноза мощности коллектора в скважинах по каждой реализации, м



* В среднем стандартное отклонение ошибки прогноза мощности коллектора в скважинах составляет 1,75 м, что примерно равно 10% от средней по площади мощности коллектора (16 м)

Зависимость мощности литотипа «коллектор» в скважинах от результатов стохастики

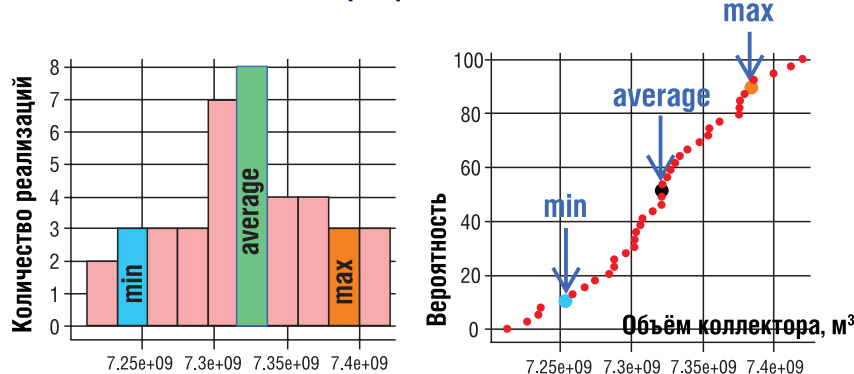


Потенциал прироста ресурсов газа надсеноманского комплекса Западной Сибири

По современным представлениям верхнемеловая толща выше сеномана – толща, сложенная чередованием покрывок и коллекторов (рисунок 1). Наличие регионально распространенных тонкоотмученных глин, обладающих контрастными акустическими свойствами, позволяет уверенно выделить в меловых надсеноманских отложениях четыре сейсмостратиграфических комплекса (ССК). Эти же глины выступают в качестве региональных покрывок (рисунок 2).

РИС. 2. Выбор наиболее вероятных реализаций по объему коллектора

Распределение вероятности соответствия объема коллектора средним значениям



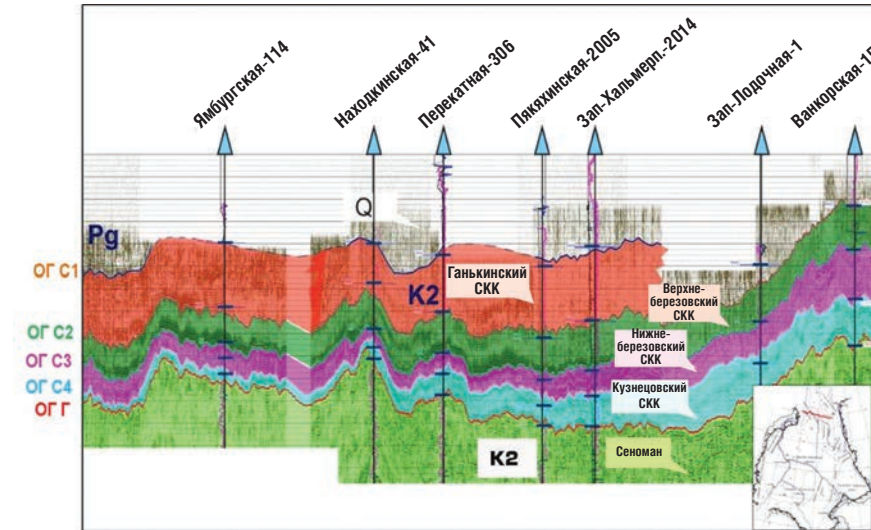
Разница между минимальным и максимальным вариантом очень мала – следовательно, полученные реализации стабильны

и максимальным вариантом очень мала: следовательно, полученные реализации стабильны. По гистограмме распределения мощности коллектора выбраны реализации, соответствующие средним значениям (рисунок 2). Из них выделены три, удовлетворяющие обоим критериям отбора (по «слепым» скважинам и по объему коллектора).

На основе результатов стохастической сейсмической инверсии удалось выполнить прогноз литологических свойств объекта, а также выделить продуктивные и перспективные зоны в интервале БАК и оценить степень неопределенности прогнозов. Отметим, что прогноз свойств (мощность литотипа коллектора, плотность трещин, мощность карбонатов, хрупкость, содержание органического углерода) по результатам выполненной ранее детерминистической инверсии, вертикальная разрешенность которой сопоставима с сейсмической, оказался недостаточным для построения геологической 3D-модели, поскольку характеризовался неудовлетворительными коэффициентами корреляции

со скважинными данными. Стохастическая инверсия, напротив, позволила добиться устойчивых корреляционных связей со скважинными параметрами. Построенная на основе данных стохастической инверсии, трехмерная цифровая геологическая модель баженовской и абалакской свит в районе исследования стала основой для разработки дальнейшей стратегии геологоразведочных работ.

РИС. 3. Сейсмический разрез верхнемеловых отложений в северной части Западно-Сибирского бассейна



В состав самого нижнего сейсмокомплекса ОГ Г-С4 туронского возраста входит единый песчано-алевролитовый резервуар газалинской пачки и ипатовской свиты. Покрышка – мярояхинская пачка (рисунок 3).

Выше по разрезу выделяется сейсмокомплекс ОГ С4-С3 (коньяк-сантонский ярус), включающий нижнеберезовскую подсвиту и ее стратиграфические аналоги: нижнечасельскую подсвиту и нижнюю часть славгородской свиты. Особенностью резервуара является неирадиционный тип коллектора – опоки и опокovidные

глины. Покрышка – нижняя часть верхнеберезовской подсвиты.

Следующий сейсмокомплекс ОГ С3-С2 (кампанский ярус) представлен в разрезе отложениями верхнеберезовской подсвиты и ее аналогов: верхнечасельской подсвиты и верхней частью славгородской свиты. Перспективы газоносности комплекса связаны с появлением коллекторов в средней части подсвиты (пласт ВБ1) при опесчанивании пород в северо-восточном направлении. Покрышка – верхняя часть верхнеберезовской подсвиты.

РИС. 4. Строение верхнемеловых отложений на примере скважины Ярояхинская-10 (серым – региональные покрывки)

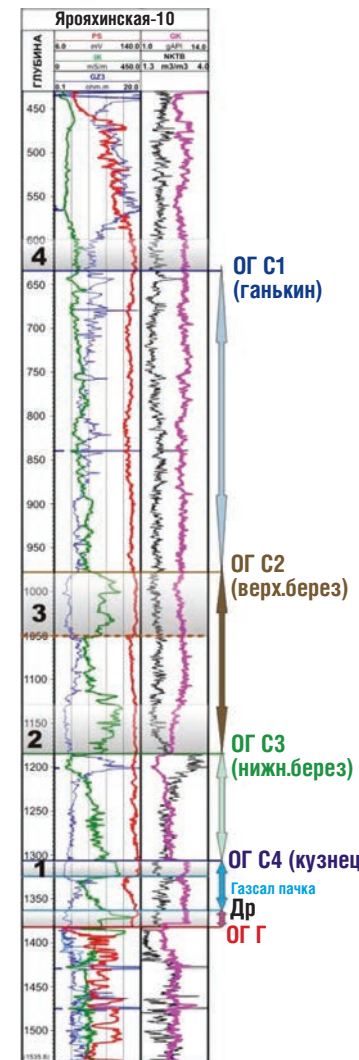


РИС. 5. Концептуальное строение каждого комплекса верхнемеловых отложений

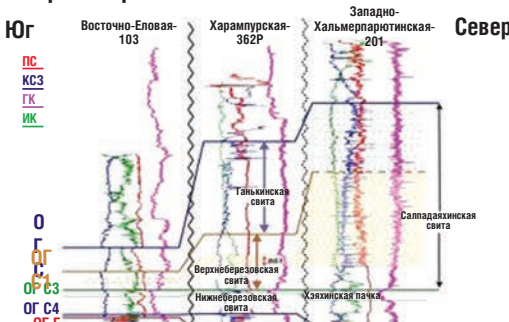
Кузнецовский ССК



Нижнеберезовский ССК



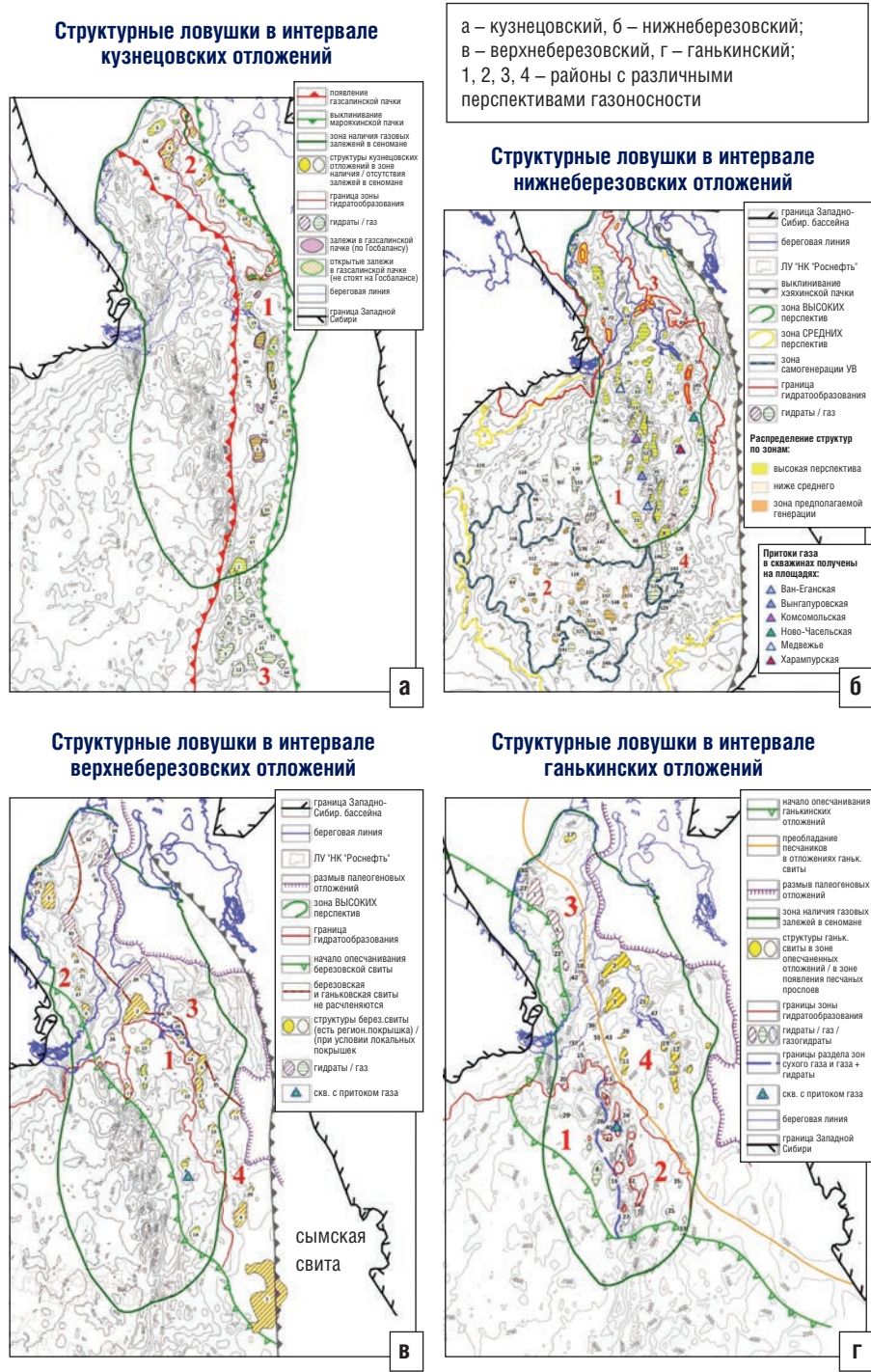
Верхнеберезовский ССК



Ганькинский ССК



РИС. 6. Структурные карты и ловушки по горизонтам



Сейсмокомплекс ОГ С2-С1 (маастрихт) приурочен к ганькинскому горизонту. В центральной части он представлен известковистыми глинами ганькинской свиты. Появление коллекторов связано с ростом мощности отложений в северо-восточном направлении и замещением глин алевролитами, начиная с кровли. Покрышкой служат глины нижней части талицкой (тибейсалинской) свиты.

По каждому ССК выполнены структурные построения,

закартированы линии глинизации коллекторов и линии опесчанивания региональных покрышек.

При районировании перспективности структурных ловушек комплексов были использованы единые критерии (рисунок 4):

- Продуктивность отложений сеномана (зеленый контур);
- При глубине залегания менее 350 м отложения не оценивались (выклинивание отложений,

- отсутствие покрышек – желтый контур);
- Границы распространения коллектора, прекращение прослеживания региональных покрышек;
- Распространение газогидратов (восточнее красной гладкой линии).

Результаты оценки ресурсной базы:

Кузнецовский резервуар

На государственном балансе запасов полезных ископаемых числятся залежи по 14 месторождениям. Все выявленные залежи расположены в районе с газоносным сеноманом. Начиная от Мессояхского вала и далее на север, отложения благоприятны для существования газовых гидратов Ресурсная база оценивается до 1 трлн м³ в газовых залежах и до 1,5 трлн м³ в газогидратных.

Нижнеберезовский резервуар

Современный этап изучения. На госбалансе числятся запасы на Медвеьем и Харампурском месторождениях. Общая оценка ресурсов 5,5–9,5 трлн м³ при этом до 2 трлн м³ газа в газогидратном состоянии.

Верхнеберезовский резервуар

Незначительная по размерам газовая залежь в пласте ВБ1 открыта на Харампурском месторождении. Приток газа составил 40 тыс. м³/сут.

Ресурсный потенциал комплекса оценивается в 1,3–2,7 трлн куб. м, при этом более 95 % в зоне стабильности газогидратов.

Ганькинский резервуар

В ганькинской свите, известны газопроявления на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и др. площадях. Продуктивные интервалы идентифицируются по электрокаротажу и подтверждены опробованием на Губкинском месторождении.

Ресурсный потенциал ганькинского горизонта оценивается в 1,5–2,5 трлн м³, при этом более 95 % ресурсов в зоне стабильности газогидратов.

Новые продуктивные объекты в вендском осадочном комплексе Среднеботубинского месторождения (Сибирская платформа)

Практика показывает, что на поздней стадии геологоразведочных работ значительные ресурсы углеводородов выявляются в ловушках неантиклинального типа, которые зачастую приурочены к геологическим телам, ранее считавшимся непродуктивными. Обнаружение и картирование таких объектов, отличающихся сложным строением и, как правило, небольшими размерами, весьма затруднено ввиду отсутствия надежных поисковых признаков. Условия палеотектонического и палеогеографического развития территории Сибирской платформы обусловили формирование ловушек УВ различных генетических типов, связанных с зонами стратиграфического и литологического выклинивания продуктивных отложений, с барьерными рифами, с вторичными коллекторами в карбонатных толщах, с гидродинамическими и капиллярными экранами, газогидратными зонами.

Новые продуктивные резервуары

В процессе геологоразведочных работ, проведенных в последние годы на Среднеботубинском месторождении, был открыт ряд неизвестных ранее нефтегазоносных объектов. Так из базальной пачки успунской свиты, подстилающей преображенский горизонт, был получен фонтанирующий приток газа дебитом 200 тыс. м³/сут. При испытании маркирующей глинисто-карбонатной пачки курсовской свиты, считавшейся ранее непродуктивной, получен приток нефти с пластовой водой дебитом 18,7 м³/сут. Признаки существования ловушек углеводородов отмечаются в верхнебукской подсвите. Обнаруженные залежи углеводородов по своему строению отличаются от ранее открытых в пределах Непско-Ботубинской НГО, поэтому необходимо их дальнейшее изучение.

Базальная пачка успунской свиты

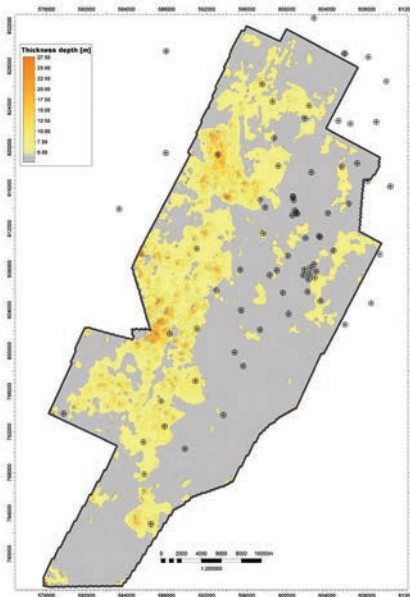
Продуктивность пачки впервые была установлена в 2017 году по результатам бурения скважины 115Р, в которой при испытании получен приток газа дебитом более 200 тыс. м³/сут.

Базальная пачка трансгрессивно залегает на размытой поверхности верхнебукской свиты (предданиловское стратиграфическое несогласие). Пласт приурочен к подошве успунской свиты и представлен на большей части площади глинисто-карбонатными разностями. В западной части месторождения в разрезе ряда скважин отмечаются терригенные, в основном глинистые отложения, вероятно, представляющие собой фацию заполнения врезанной долины. В разрезе скважин 115Р и 94 эрозионный врез заполнен кварцевым песчаником.

По данным А.П. Вилесова, интервал базального горизонта в скв. 115Р соответствует этапу формирования нижнеуспунского сиквенса. В его подошве залегают отложения врезанной долины – русловые песчаники и глинисто-алевритовые осадки поймы, накопившиеся на трансгрессивном этапе формирования сиквенса. Врезанная долина образовалась на этапе низкого стояния относительного уровня моря (LST). Терригенные отложения заполнения русла перекрываются карбонатами мелководной сублиторали и литорали стадии высокого стояния относительного уровня моря.

В рамках интерпретации данных сейсморазведки был выполнен AVA анализ в интервале базального горизонта, в результате которого установлено, что на амплитуду отражения от данного горизонта основное влияние оказывает толщина терригенной части вреза. Прогноз пространственного распространения терригенной части выполнен по экспоненциальной зависимости общих толщин базального горизонта от комплексного параметра FluidFactor, учитывающего параметры R0 (интерсепт) и G (градиент), с коэффициентом корреляции 0,75. Далее по полученной зависимости была рассчитана карта общей мощности базального горизонта (рисунок 1).

РИС. 7. Карта общей мощности базального горизонта



В результате выполненного прогноза выделен ряд перспективных ловушек стратиграфического типа, связанных с песчаными отложениями заполнения эрозионных врез.

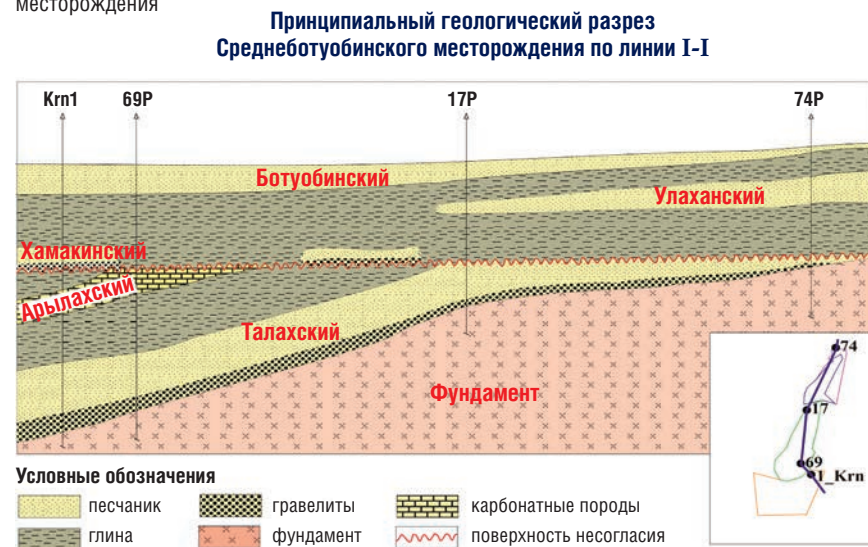
Арылахский горизонт

По результатам бурения разведочной скважины 110Р в 2016 г. была обнаружена продуктивность глинисто-карбонатной пачки в верхней части курсовской свиты. При испытании данного интервала с применением глинисто-кислотной обработки получен смешанный приток нефти и пластовой воды дебитом 18,7 м³/сут. Пласт получил название «Арылахский» в честь включающей его одноименной пачки, выделенной П.Н. Колосовым в составе курсовской свиты.

По данным А.П. Вилесова и А.В. Плюснина, пласт образован чередованием доломитов, мергелей и аргиллитов. Он является маркирующим и имеет важное значение для корреляции разрезов курсовской свиты в районе исследования. Ранее объект считался не имеющим признаков углеводородов.

Арылахский горизонт залегает ниже регионального стратиграфического несогласия внутри курсовской свиты (предпоздненепско-тирской эрозионной поверхности).

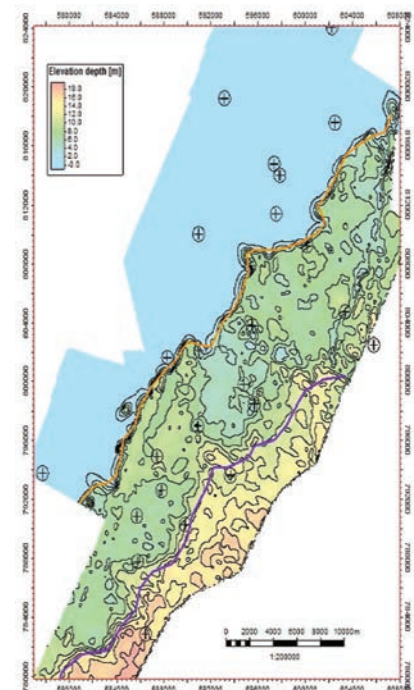
РИС. 8. Принципиальный геологический разрез курсовской свиты Среднеботубинского месторождения



Существование данного стратиграфического несогласия обосновано в работе Лебедева М.В., Моисеева С.А., Фомина А.М. и др. «Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботубинской антеклизы».

В период предпозднепесчаной эрозии происходил размыв нижнепесчаных отложений, включающих Арылахский горизонт. Интенсивность размыва нарастала в северо-западном направлении, вплоть до полной денудации отдельных стратиграфических уровней (рисунок 2).

РИС. 9. Карта общих толщин Арылахского горизонта



Наличие коллектора в Арылахском горизонте, предположительно, связано с процессами гипергенеза в области выхода пород на эрозионную палеоповерхность. В керне, отобранном из Арылахского горизонта непосредственно под эрозионной палеоповерхностью (скв. 116Р), отмечаются прослои доломита неравномерно кавернозно-пористого, неравномерно нефтенасыщенного по трещинам. Керна, отобранный в зоне, не затронутой палеогипергенезом, представлен аргиллитами и плотными доломитами (скв. Крн 1).

По данным динамического анализа были закартированы условные линии начала и полного размыва Арылахского горизонта. На рисунке 3 приведена карта общих толщин, где хорошо видно начало срезания пласта эрозионной поверхностью – в центральной части (фиолетовая линия) и полное выклинивание на северо-западе (желтая линия).

Таким образом, область вероятного появления коллектора в Арылахском горизонте может быть околонуна границами обнажения пласта на эрозионной палеоповерхности (областью размыва). Литолого-стратиграфические ловушки, связанные с Арылахским горизонтом, являются новым направлением поисково-разведочных работ в районе.

Верхнебюкская подсвита

Глинисто-сульфатно-карбонатные породы верхней части бюкской свиты согласно перекрывают

нижнюю часть, представленную песчаниками Ботубинского горизонта. Ранее отложения верхнебюкской подсвиты в пределах Ботубинской зоны считались непродуктивными. Но, по данным истории проводки старых разведочных скважин, а также по кернам данным новых скважин, отмечаются явные признаки существования в этом интервале неразведанных залежей углеводородов.

Так, при бурении разведочной скважины 18 в средней части верхнебюкской подсвиты отмечалось интенсивное поглощение бурового раствора до 60 м³/час и обильные нефтепроявления. По материалам ГИС уверенно выделяется пласт-коллектор с пористостью до 17%. При прохождении описываемого интервала в скв. 86 зафиксировано интенсивное поглощение с газопроявлением, перешедшее в управляемое фонтанирование. Подобные поглощения бурового раствора отмечались также в скважине 5, расположенной в северной части месторождения. По данным керна из скв. 116Р, в доломитах нижней части подсвиты наблюдаются литогенетические трещины, заполненные битумом.

Перспективы верхнебюкской подсвиты связаны с трещинно-каверновым типом коллектора и локализуются в северной и центральной частях месторождения.

Выводы

Наращивание ресурсной базы углеводородного сырья является одним из ключевых приоритетов компании. По мере истощения запасов углеводородов, сосредоточенных в основных продуктивных пластах Среднеботубинского месторождения, восполнение запасов углеводородов возможно за счет подключения новых перспективных объектов.

Залежи углеводородов, аналогичные открытым в успунской, бюкской свитах и Арылахском горизонте, также могут быть встречены и на других месторождениях Непско-Ботубинской НГО. В связи с этим геологическое строение выявленных объектов требует углубленного изучения.

KEYWORDS: geological exploration, replenishment of the resource base, development of deposits, seismic exploration, oil and gas potential.

6–9 ОКТЯБРЯ 2020



Х ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



ВИРТУАЛЬНЫЙ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЯЧЕЙКИ и обучение персонала с помощью VR

В ДАННОЙ СТАТЬЕ БУДУТ РАССМОТРЕНЫ СЦЕНАРИИ ВИРТУАЛЬНОГО ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И ВОЗМОЖНОСТИ ВИРТУАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА РАБОТЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ДОПОЛНИТЕЛЬНО БУДЕТ ДАНА ОЦЕНКА И ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕКОМЕНДАЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ VIRTUAL REALITY ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВИРТУАЛЬНОЙ ПУСКОНАЛАДКИ СИСТЕМ АСУ ТП И ВИРТУАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА. ТАК ЖЕ БУДЕТ ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА ВНЕДРЕНИЯ ПОДОБНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

IN THIS TOPIC WILL BE CONSIDERED USE CASES OF VIRTUAL COMMISSIONING AND POSSIBILITIES OF OPERATOR VIRTUAL TRAINING WITH MACHINE AND PROCESS DIGITAL TWIN TECHNOLOGY. IN ADDITIONALLY WILL BE GIVE AN ASSESSMENT AND PRACTICAL RECOMMENDATION OF IMPLEMENTATION VIRTUAL COMMISSIONING OF AUTOMATION SYSTEM AND OPERATOR TRAINING WITH VIRTUAL REALITY TECHNOLOGY. IN THE SAME WAY WILL BE ANALYZED VALUE PROPOSAL OF IMPLEMENTATION THESE TECHNOLOGIES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: VR, виртуальная реальность, виртуальный ввод в эксплуатацию, цифровой двойник, автоматизация дискретных технологических процессов, автоматизация непрерывных технологических процессов, подготовка персонала, симуляция, SIMIT, NX MCD, Process Simulate, Plant Simulation, Totally Integrated Automation, TIA, SIMATIC S7, SINAMICS, WinCC, SCADA, HMI, PLC SIM Advanced, виртуальный контроллер, Motion Capture.



**Воронин
Станислав Александрович**
технический эксперт
по цифровизации
SIEMENS Digital Industries
Factory automation

Перед тем как подробно рассмотреть кейсы, связанные с виртуальным вводом в эксплуатацию и обучением персонала, нужно рассмотреть классический подход к процессу разработки систем автоматизации производства, проведению пусконаладочных работ и реализации сервисного обслуживания. Благодаря этому мы сможем определить основные преимущества новых сценариев, выделить точки оптимизации, которые помогут повысить эффективность разработки систем автоматизации производства и качественно улучшить результат подготовки специалистов-операторов систем автоматизации технологических процессов.

На схеме 1 представлен классический подход процесса разработки систем автоматизации

«от концепции — до конечного результата», который включает в себя два этапа:

- Первый — проектирование
- Второй — производственный участок

Этап проектирования включает в себя звенья, которые отвечают за разные уровни проведения инжиниринга. Все звенья-элементы должны быть выполнены строго последовательно для достижения наилучшего результата. При этом, при выявлении ошибки на любом из шагов, помимо ее локализации, требуется провести полную проверку всех выполненных элементов цепочки проектирования, так как неизвестно, что могло измениться при внесении правок в одно из звеньев цепочки. В случае если ошибка была выявлена в элементе над которым в данный

СХЕМА 1

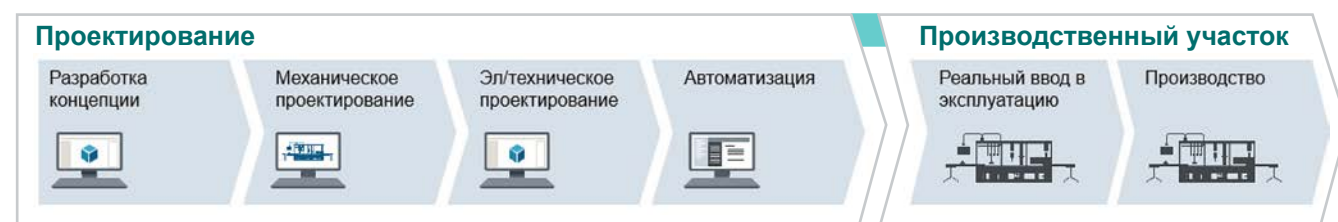
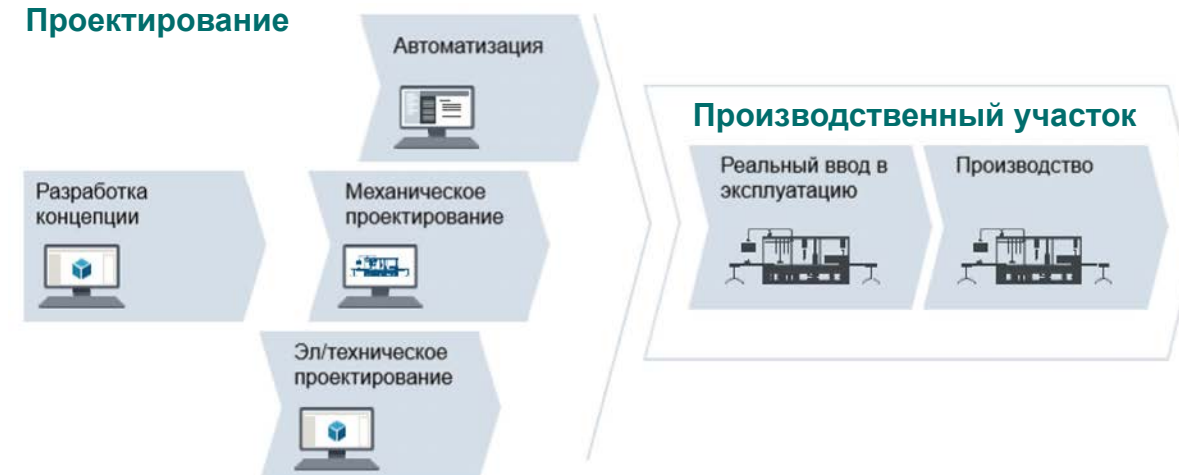


СХЕМА 2

Проектирование



момент времени проводится работа, например звено автоматизации: при подготовке управляющей программы программируемого логического контроллера и системы человеко-машинного интерфейса, было выяснено, что системе автоматизации требуется дублирование функций главного программируемого логического контроллера, но при этом человеко-машинный интерфейс уже был подготовлен, то требуется просто переработать топологию АСУ ТП, добавив в нее необходимый компонент, и, с небольшими доработками, совершить трансфер управляющей программы, после — перекомпилировать. При этом инженер-программист не выходит за пределы одного звена и локально вносит правки. Но в случае, если ошибка была локализована в более раннем элементе, например: при написании управляющей программы программируемого логического контроллера, инженер-программист приходит к выводу, что агрегат имеет конструктивные особенности, при которых невозможно добиться правильной работы алгоритма управления ни в одном из вариантов. Именно при таком раскладе требуется вернуться на несколько шагов назад, локализовать ошибку, внести правки и заново проработать все последующие элементы цепочки проектирования, на которые повлияло это изменение.

Все это приводит к значительным временным потерям и существенно увеличивает переход на следующий этап (производственный участок), при этом имеет место дополнительные финансовые

издержки и непредсказуемые сроки, так как зачастую точно определить, сколько времени уйдет на решение и дополнительную проверку всех элементов одной цепочки, крайне затруднительно.

Когда полностью завершен этап проектирования, осуществляется переход к следующему этапу — производственный участок. Сразу после проведения монтажных работ требуется провести пусконаладочные работы. На данном, особенно важном шаге, могут быть выявлены все недочеты и ошибки, которые не были локализованы ранее на предыдущем этапе. При возникновении подобных проблем, требуется проведение срочных правок выявленных ошибок, и, как правило все это приводит к тому, что промышленное оборудование находится в состоянии простоя дольше чем это планировалось, что так же приводит к значительным финансовым потерям. При этом, в случае внесения правок «на скорую руку» без проверки и валидации, существует вероятность возникновения аварийных ситуаций, которые в свою очередь могут повлиять на весь технологический процесс в целом. Подобные случаи очень тяжело предсказать. Однако даже если все было выполнено качественно и оборудование введено в эксплуатацию без каких-либо трудностей, то в случае модернизации, требуется проходить этапы проектирования и производственного участка заново и пошагово. И зачастую, все проблемы, описанные ранее, могут подстерегать и в этом случае.

Особо стоит подчеркнуть обучение персонала работе с промышленным

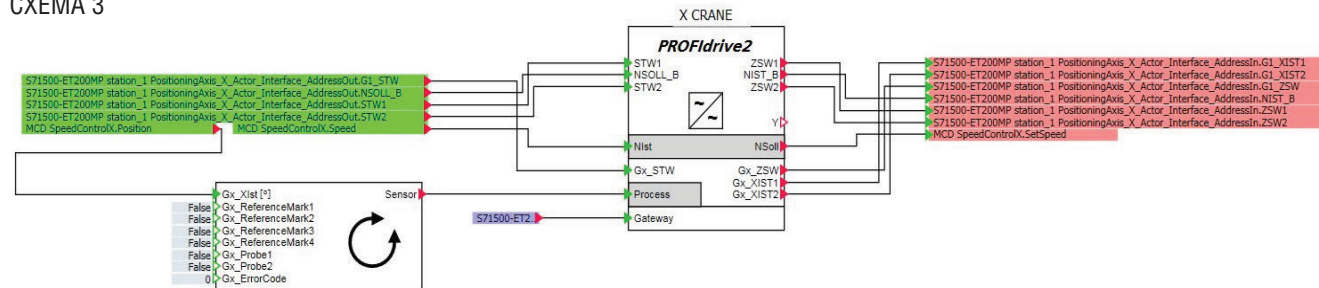
оборудованием, так как от этого процесса напрямую зависит работа оборудования.

При отсутствии цифрового двойника, полностью эмитирующего все процессы, которые проходят на промышленном объекте, качественного обучения персонала работе с оборудованием добиться крайне затруднительно. Тоже самое касается и подтверждения готовности правильно реагировать на внештатные ситуации, так как аварийной ситуации могут предшествовать неучтенные в инструкциях действия оператора.

Для предупреждения всех описанных выше проблем, компания Siemens предлагает воспользоваться решением для промышленности — виртуальный ввод в эксплуатацию. Данное решение позволит вывести всю инжиниринговую работу на качественно новый уровень. Благодаря использованию технологии цифровых двойников решение позволит значительно ускорить процесс ввода оборудования в эксплуатацию, проводить качественную подготовку специалистов-операторов и инженеров, проводить необходимые виртуальные тесты систем, машин, а также проводить виртуальную модернизацию с целью ее проверки перед внесением изменений в действующие системы, но самое главное что все это можно делать параллельно с работающей системой.

Если вспомнить предыдущую схему 1, то можно заметить строгую этапность процессов. Компания Siemens же предлагает в корне изменить структуру этапа проектирования и выполнять все элементы параллельно (см. схема 2).

СХЕМА 3



Теперь же, когда разработка систем автоматизации осуществляется параллельно с помощью инновационных продуктов от компании Siemens, становится возможным проведение любых исправлений, испытаний на любом из этапов без последствий. Так как при разработке возможно использовать «живой» цифровой двойник механики, систем автоматизации, непрерывных процессов, можно провести виртуальное тестирование, как и отдельного участка, так и всей системы в целом. Все локализованные ошибки могут быть сразу исправлены, а также проверен необходимый участок или же вся созданная система в виртуальном пространстве. Становится возможным тестировать различные аварийный сценарии автоматически, например, используя скрипты. При этом необязательно иметь полностью спроектированный объект, достаточно использовать концептуальные элементы. Например, для тестирования алгоритма управления приводной части, если требуется понять правильность созданной логики программируемого логического контроллера, необязательно создавать полный цифровой двойник приводного узла. Достаточно использовать виртуальный контроллер и функциональную схему разбора телеграмм в среде SIMIT, как например на схеме 3.

Siemens располагает широкой продуктовой линейкой инструментов виртуального ввода в эксплуатацию для любой индустрии (см. схема 4).

После разработки управляющей программы, для программируемого логического контроллера, в TIA Portal, с целью запуска и проверки созданной управляющей программы возможно использовать PLCSIM Advanced, данный софт

поддерживает создание нескольких экземпляров симуляций обособленных контроллеров на одном компьютере, как и с внутренним подключением по софтверной шине, так и с выходом на сетевую карту для подключения панели реального/виртуального человеко-машинного интерфейса или же другого симуляционного или реального программируемого логического контроллера. Имеется поддержка разных сетевых протоколов, включая OPC UA, но самое главное – это полная эмуляция контроллера SIMATIC S7-1500, при этом программу под режим симуляции адаптировать не требуется, как она используется в реальном контроллере, так и может быть погружена в виртуальный симуляционный контроллер [1].

Для имитации обмена данными, например между контроллерами и частотными преобразователями можно воспользоваться частью функционала продукта SIMIT. Чтобы наладить обмен телеграммами между виртуальным Control Unit частотного преобразователя Sinamics и виртуальным контроллером Simatic S7 достаточно собрать блок разбора управляющей телеграммы и при этом, не внося никаких изменений, в управляющую программу программируемого логического контроллера, становится возможным предварительная наладка технологических объектов контроллера, а также их тестирование. Также SIMIT имеет достаточно богатый потенциал для построения цифрового двойника систем различных непрерывных технологических процессов, а это означает что становится возможно не только тестирование отдельных технологических элементов управляющей программы, но и всего процесса в целом, включая некоторые переходные процессы

и т.д. Также доступен ввод необходимых сенсоров и датчиков, как аналоговых, так и дискретных со стороны цифрового двойника в виртуальный программируемый логический контроллер [2].

Когда необходимо построить и рассчитать мультифизические системы, а также создать их цифровой двойник для последующих испытаний, то все это можно сделать с применением 1-D проектирования в системе Simcenter Amesim. Большой набор стандартных физических элементов позволяет собрать функциональную физическую схему и провести ее валидацию за считанные минуты. При этом данный продукт может быть легко соединен с другими системами симуляции [3].

Для создания, расчета, проверки, проведения виртуальных испытаний механических элементов машин, обнаружения коллизий в процессе перемещения объектов, Siemens предлагает к использованию софтверный продукт NX Mechatronic Concept Designer, благодаря этому решению открывается возможность построения точных массогабаритных твердотельных моделей с физическими свойствами. Благодаря такому потенциалу валидация механизмов и их проверка значительно упрощается, так как все происходит в режиме 3D моделирования с возможностью полного погружения в виртуальную среду в режиме VR (Virtual reality). При этом для проведения тестирования, необязательно собирать точную копию механизмов, достаточно создать концептуальный цифровой двойник и наделить его необходимыми физическими свойствами. Доступен импорт твердотельных моделей из любых CAD систем, а для того что бы соединить цифровой двойник механического изделия с системой

СХЕМА 4



автоматизации, требуется всего лишь выбрать из списка доступных подключений необходимую систему симуляции, например SIMIT или PLCSIM Advanced, связать переменные и цифровой двойник уже готов работать с виртуальной системой АСУ ТП и включает в себя все те положительные опции, которые имеются в подсоединенных системах симуляции. При этом опускается использование виртуальных датчиков, как аналоговых, так и дискретных, скриптов тестирования и т.д. [4].

Когда речь заходит о роботизации, Siemens готов предложить решение Tecnomatix Process Simulate для проектирования и программирования систем роботизированных ячеек. Как и в предыдущем случае возможно не только создание необходимой инфраструктуры в разрезе роботизированных ячеек, но и валидации в режиме цифрового двойника с соединением с другими симуляционными средами, дополнительно данный продукт оснащен возможностью работать с режимом VR для полного погружения в роботизированную ячейку и позволяет проводить обучение робота непосредственно из VR [5].

Подняться до уровня управления всем производственным процессом позволит софтверное решение от Siemens Tecnomatix Plant Simulation. Данный продукт отличается относительной неглубокой механической симуляцией,

но в тоже время позволяет достаточно глубоко эмитировать логистические процессы любой сложности. Будь то это грузовой порт или небольшой складской участок. При этом данный инструментарий помогает заглянуть не только в симуляцию 1 к 1 и проверить сценарий «А что если?», но и благодаря ускорению времени, возможно узнать, что будет через несколько недель, лет, за относительно небольшой промежуток астрономического времени. Отдельный пункт посвящен помощи в оптимизации построения цепочек потока материала, а также расчету энергопотребления, как отдельных участков производства, так и всего объекта в целом. Идеальное сочетание уровня симуляции позволяет соединить SCADA систему для тестирования, при этом соединяясь с цифровым двойником промышленного объекта, SCADA система «будет думать» что работает с реальными элементами системы АСУ ТП. Также как и с предыдущими уровнями симуляции и разработки, возможно сочетание всех элементов для полной имитации любого технологического процесса [6].

Подведя промежуточный итог, предложенный инструментарий позволят работать с цифровыми двойниками промышленных объектов любой сложности, соединя воедино все уровни систем, в одну общую цифровую экосистему. Для интеграции

всех уровней симуляции компания Siemens предусмотрела возможности бесшовной интеграции продуктов через софтверную шину или другие протоколы передачи данных, например SMI или OPC UA. Благодаря решению виртуального ввода в эксплуатацию, становятся возможны любые проверки систем автоматизации, облегчается поиск и локализация ошибок, ускоряется процесс проектирования в целом. Так как основная часть пусконаладочных работ уже была проведена без реального оборудования в виртуальном пространстве, при условии качественно проведенных виртуальных испытаний, становится возможно значительно сократить пусконаладочные работы, а ведь в конечном итоге это приведет к значительной экономии средств.

Тем более имея цифровой двойник, задачи по модернизации и оптимизации уже введенных объектов, с применением технологий виртуального ввода в эксплуатацию, могут быть так же выполнены в виртуальном пространстве с целью оптимизации процесса разработки и реальной пусконаладки, например появление внешних ситуаций будет сведено к минимуму после переналадки производства, так как все необходимые тестирования системы уже были проведены в виртуальном пространстве и поведение системы при работе в новых режимах уже известно.

Что же касается обучения персонала использованию, обслуживанию машин, то именно благодаря созданию цифрового двойника при помощи комплекта виртуального ввода в эксплуатацию от Siemens возможно значительно улучшить качество этого процесса. Например, на рисунке 1 показан типовой сценарий обучения оператора технологической машины при помощи созданного цифрового двойника.

Главное преимущество обучения оператора при помощи технологии цифрового двойника – полная эмуляция всего технологического процесса любой сложности. Также если использовать полный функционал человеко-машинного интерфейса базе WinCC от Siemens, можно заготовить специальные подсказки с алгоритмами действий, инструкциями при различных аварийных сценариях для ускорения подготовки специалиста.

Что же касается технологии VR (Virtual Reality), то ее потенциал компания Siemens раскрывает не только для глубокого изучения конструкции промышленных машин и механизмов, но и для оценки эргономики рабочего места специалиста. Например, при использовании технологии Motion Capture, в среде Process Simulate имеется возможность использовать цифровой двойник человека для наиболее четкого представления эргономики рабочего пространства того или иного специалиста. Так же изучение конструкций в среде

РИСУНОК 1
Обучение



NX Mechatronic Concept Designer поддерживает работу в режиме коллаборации VR и позволяет полностью погрузить в виртуально пространство сразу нескольких человек для детального изучения конструкций устройств любой сложности, коллеги так же могут проводить виртуальную сборку или разборку устройств с целью получения необходимых знаний о конструкции, например рисунок 2.

Подводя итог, предлагаю принять во внимания все факты, приведенные в статье и учесть, что текущая экономическая конъюнктура требует очень гибкий подход к организации промышленного производства, следовательно побеждает именно тот, кто может грамотно воспользоваться новейшими технологиями. И именно в этом ключе компания Siemens



предлагает воспользоваться готовым необходимым инструментарием для создания качественного и в тоже время функционального цифрового рабочего пространства, которое позволит максимально раскрыть потенциал вашего бизнеса и создать дополнительное конкурентное преимущество.

Стоит также отметить, что это всего лишь один из многих цифровых инструментов от компании Siemens, который является частью одной цифровой экосистемы Digital Enterprise. ●

Литература

1. Function Manual PLCSIM Advanced [Электронный ресурс] : Siemens industry online support URL: <https://support.industry.siemens.com/> (дата обращения: 06.06.2020).
2. Manual SIMIT [Электронный ресурс] : Siemens industry online support URL: <https://support.industry.siemens.com/> (дата обращения: 06.06.2020).
3. Description Simcenter Amesim [Электронный ресурс] : URL: <https://www.plm.automation.siemens.com/> (дата обращения: 06.06.2020).
4. Description NX MCD [Электронный ресурс] : URL: <https://www.plm.automation.siemens.com/> (дата обращения: 06.06.2020).
5. Description Tecnomatix Process Simulate [Электронный ресурс] : URL: <https://www.plm.automation.siemens.com/> (дата обращения: 06.06.2020).
6. Description Tecnomatix Plant Simulation [Электронный ресурс] : URL: <https://www.plm.automation.siemens.com/> (дата обращения: 06.06.2020).

KEYWORDS: VR, virtual reality, virtual commissioning, digital twin, factory automation, process automation, operator training, simulation, SIMIT, NX MCD, Process Simulate, Plant Simulation, Totally Integrated Automation, TIA, SIMATIC S7, SINAMICS, WinCC, SCADA, HMI, PLCSIM Advanced, virtual controller, Motion Capture.

РИСУНОК 2



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

10–12 августа

Международная выставка

NGVS China 2020

Китай, Пекин
China International Exhibition Centre

11–12 августа

V Международная Конференция

Индустриальные масла и СОЖ в металлургии, металлообработке и машиностроении-2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

АВГУСТ

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

13–15 августа

9-я Международная специализированная выставка

Oil & Gas Africa 2020

Кения, Найроби
Kenya International Convention Centre (KICC)

18–20 августа

24-я Узбекская международная выставка

НЕФТЬ И ГАЗ» / OGU 2020

Узбекистан, Ташкент, Tashkent City Convention Center

25–27 августа

XVII специализированная выставка

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО

г. Оренбург

26–28 августа

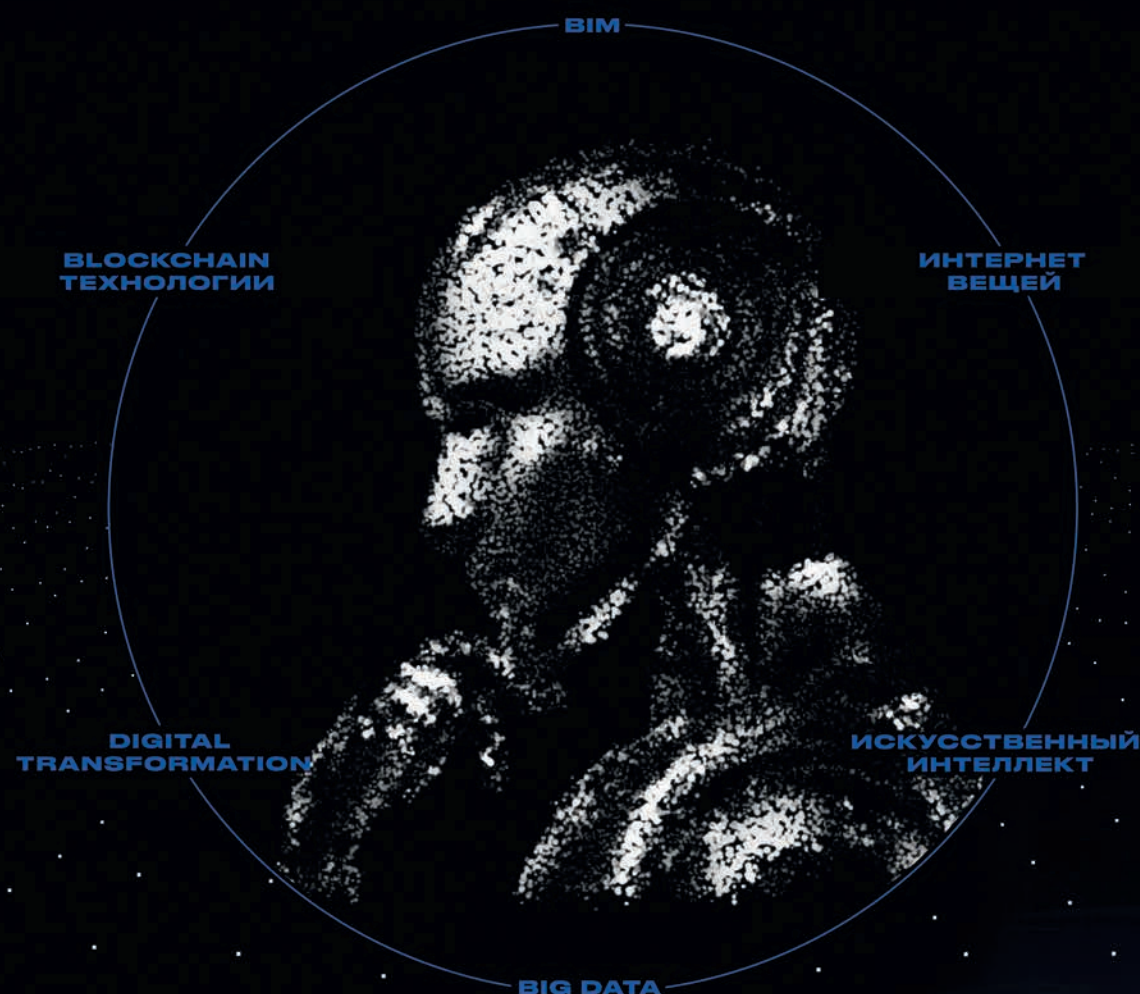
Выставка

АТЫРАУ OIL&GAS 2020

Казахстан, Атырау,
проспект Абилкайыр Хан, 79

Спецпроект Neftegaz.RU

«Цифровизация Российского ТЭК. Взгляд в будущее: Индустрия 4.0»



↓
СПЕЦПРОЕКТ
ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Проект подготовлен в партнерстве
с IBM, Siemens, РОТЕК,
Credo Dialogue, Татбурнефть

Цифровизация – ключевой общеотраслевой тренд. Лишь поддавшись его влиянию, предприятие может стать частью современного экономического пространства. Нефтегазовый комплекс является одним из основных двигателей промышленного развития. Именно на добычных и перерабатывающих предприятиях обкатываются передовые технические и технологические новинки. Интеллектуальные месторождения, цифровые двойники, виртуальные анализаторы качества, машинное обучение, дополненная реальность – все это характерные черты индустрии 4.0. Особенности четвертой промышленной революции посвящен спецпроект Neftegaz.RU «Цифровизация»

Как происходит трансформация нефтегазового сектора под воздействием Интернета вещей? Как говорить с IoT на понятном языке? Какую роль играет Big Data? Что такое цифровая нефтедобыча и умные заводы? Ответы на эти вопросы в спецпроекте «Цифровизация»

Перейти на сайт
спецпроекта



digitalization.neftegaz.ru

ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ

на основе эфиров целлюлозы для буровых растворов



**Абраменкова
Екатерина
Андреевна**

аспирант ОНД,
Инженерная
школа природных
ресурсов ТПУ



**Захаров
Алексей
Сергеевич**

аспирант ОНД,
Инженерная
школа природных
ресурсов ТПУ



**Минаев
Константин
Мадестович**

к.х.н., доцент
ОНД, Инженерная
школа природных
ресурсов ТПУ



**Сагитов
Рашид
Равильевич**

аспирант ОНД,
Инженерная
школа природных
ресурсов ТПУ

НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ, АВТОРЫ ПРИХОДЯТ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ, ЧТО ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИК КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА РЕАГЕНТОВ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ ГОСТ Р 56946-2016 «НЕФТЯНАЯ И ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ. МАТЕРИАЛЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ИСПЫТАНИЯ», МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ФАЛЬСИФИКАЦИЯМ И ПОДЛОГАМ СО СТОРОНЫ НЕДОБРОСОВЕСТНЫХ ПОСТАВЩИКОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ БУРОВОЙ ХИМИИ. ВМЕСТО ЭТОГО РЕКОМЕНДУЕТСЯ ПРОВОДИТЬ ИСПЫТАНИЯ ПАЦ И КМЦ СОГЛАСНО ISO 13500:2008 «PETROLEUM AND NATURAL GAS INDUSTRIES – DRILLING FLUID MATERIALS – SPECIFICATIONS AND TESTS», MOD

ON THE BASIS OF THE RESEARCH PERFORMED THE AUTHORS CONCLUDE THAT APPLICATION OF THE METHODS OF QUALITY CONTROL OF CELLULOSE-ESTER-BASED REAGENTS ACCORDING TO GOST R (STATE STANDARD) 56946-2016 (PETROLEUM AND NATURAL GAS INDUSTRY – DRILLING FLUID MATERIALS – SPECIFICATIONS AND TESTS) MAY LEAD TO FABRICATIONS AND FRAUDS ON THE PART OF ROGUE SUPPLIERS AND MANUFACTURERS OF DRILLING CHEMICALS. INSTEAD, THE TESTS OF POLYANIONIC CELLULOSE AND CARBOXYMETHYL CELLULOSE ARE RECOMMENDED TO BE PERFORMED ACCORDING TO ISO 13500:2008 (PETROLEUM AND NATURAL GAS INDUSTRIES – DRILLING FLUID MATERIALS – SPECIFICATIONS AND TESTS), MOD

Ключевые слова: эфир целлюлозы, карбоксиметилцеллюлоза, полианионная целлюлоза, буровой раствор.

Карбоксиметилловые эфиры целлюлозы являются наиболее крупнотоннажными полимерными реагентами, используемыми для регулирования свойств буровых растворов. Первое применение карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) для контроля фильтрации и вязкости бурового раствора относится к 1944 г в США [1], в России КМЦ активно применяется с 50-х годов 19 века [2]. В настоящее время в составе буровых растворов используют 2 типа карбоксиметилловых эфиров целлюлозы: КМЦ и полианионная целлюлоза (ПАЦ). Требования к их техническим характеристикам прописаны в ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания». Отечественный стандарт (ГОСТ Р 56946) во многом является аналогом международного

стандарта ISO 13500:2008 «Petroleum and natural gas industries – Drilling fluid materials – Specifications and tests», MOD, который, в свою очередь, основан на стандарте Американского Нефтяного Института ANSI/API SPECIFICATION 13A Specification for Drilling Fluids Materials, Petroleum and natural gas industries – Drilling Fluids – Specifications and testing (API 13A). Однако в отличие от международных стандартов ГОСТ Р 56946 для ПАЦ и КМЦ вводит одинаковые требования к показателю фильтрации и содержанию основного вещества, а также близкие требования к реологии и влажности. Кроме того, ГОСТ Р 56946-2016 унифицирует методики приготовления модельных растворов для испытания показателя фильтрации. Данный подход фактически позволяет поставщикам буровых реагентов и сервисным компаниям продукты

на основе КМЦ выдавать за ПАЦ, поэтому ряд буровых компаний в РФ продолжает использовать международный стандарт для определения качества ПАЦ и КМЦ, при этом некоторые из них имеют собственные стандарты для тестирования реагентов для бурения. Целью нашей работы является сравнение данных, полученных при проведении испытаний низковязких КМЦ и ПАЦ согласно ГОСТ Р 56946-2016, и проверка адекватности выбранных подходов к разработке методик тестирования реагентов на основе эфиров целлюлозы.

КМЦ получают в результате взаимодействия природной целлюлозы и монохлоруксусной кислоты в щелочной среде. Основные технологические свойства КМЦ определяются степенью полимеризации, содержанием основного вещества, степенью замещения и равномерностью замещения карбоксиметильной группы в цепи полимера. Содержание основного вещества в технических продуктах зависит от технологии синтеза реагентов и находится в диапазоне 45–70 % (основные примеси: хлорид натрия, гликолят натрия, карбонат натрия, гидроксид натрия). Помимо этого, применяются очищенные реагенты с содержанием основного вещества 85 % и выше. Степень полимеризации (СП) определяет молекулярную массу и вязкость полученных продуктов и во многом зависит от сырья,

выбранного для синтеза КМЦ. Из древесной целлюлозы получают низковязкие карбоксиметилловые эфиры целлюлозы, из хлопковой – высоковязкие. Степень замещения (СЗ) – это число, показывающее, сколько натрий-карбоксиметильных групп (CH_2COONa) содержится в 100 элементарных звеньях макромолекулы целлюлозы. Максимально теоретическое значение СЗ в КМЦ может составлять 300, но промышленное получение таких продуктов затруднительно, поэтому в нефтегазовой отрасли применяют в основном продукты со СЗ 80-110. К ПАЦ принято относить карбоксиметилловые эфиры целлюлозы со СЗ выше 90, иногда в литературе встречается, что ПАЦ представляет из себя очищенный продукт. В стандарте API 13 A. содержание основного вещества выше 96 % носит рекомендательный характер и не является обязательным требованием. На рынке буровых реагентов РФ большинство ПАЦ являются техническими веществами, но за счет особенностей получения ПАЦ данные реагенты чаще всего имеют большее содержание основного вещества, чем КМЦ. Впервые понятие «полианионная целлюлоза» (англ. polyanionic cellulose, PAC) в качестве добавки, регулирующей свойства буровых растворов, использовано компанией Chevron Corporation в 1964 г.

для своего продукта с торговой маркой Drispac [3]. Однако только в 2006 г. в семнадцатом издании API 13 A произошло разделение методик по тестированию КМЦ и ПАЦ, до этого момента в стандартах API 13A тестирование всех карбоксиметилловых эфиров целлюлозы проводилось по одной методике. Появившийся сравнительно недавно отечественный стандарт ГОСТ Р 56946-2016 (ИСО 13500:2008) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания» создан путем модификации стандарта ИСО 13500:2008 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для приготовления буровых растворов. Технические условия и испытания» (ISO 13500:2008 «Petroleum and natural gas industries – Drilling fluid materials – Specifications and tests», MOD). Как указано в приложении ДЕ отдельные разделы, посвященные низковязкой КМЦ, высоковязкой КМЦ, низковязкому ПАЦ и высоковязкому ПАЦ, имеющиеся в ИСО 13500:2008 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для приготовления буровых растворов. Технические условия и испытания», объединены в разделе 5.4. Полимеры на основе эфиров целлюлозы (КМЦ, ПАЦ, КМОЭЦ, ГЭЦ, ОЭЦ) настоящего стандарта для учета потребности национальной

УДК 622.244.442



ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики КМЦ и ПАЦ согласно ГОСТ Р 56946 и ISO 13500:2008

Основные отклонения	ГОСТ Р 56946-2016		ISO 13500:2008	
	КМЦ НВ	ПАЦ НВ	КМЦ НВ	ПАЦ НВ
Показатель статической фильтрации (Объем фильтрата)				
Показатель статической фильтрации, не более	10	10	10	16
Минерализация модельного бурового раствора для испытания статической фильтрации	Насыщенный 40 % раствор NaCl		Насыщенный раствор NaCl	Модельный раствор морской воды + 8,91 % KCl
Тип перемешивающего устройства	Мешалка лабораторная лопастная с вертикальной осью вращения и следующими характеристиками: • частота вращения не менее 1000 мин ⁻¹ ; • насадка, навинчивающаяся на вал, четырехлопастная диаметром от 25 до 40 мм, высотой от 15 до 18 мм		Мешалка (например, модель Multimixer® 9B с лопастями крыльчатки 9B29X или равноценными), каждый шпindel которой оснащен одной крыльчаткой с лопастями синусоидальной формы, диаметром, приблизительно равным 25 мм (1 дюйм), приподнятыми над стенкой с заусенцами	
Концентрация глинопорошка, %	9,07		9,07	7,11
Концентрация полимерного реагента, %	0,81		0,81	0,51
Время выдерживания раствора перед испытанием, ч	2		2	16
Определение вязкости (кажущаяся вязкость жидкости)				
Минерализация среды	Дистиллированная вода, 4 % раствор NaCl, 40 % раствор NaCl	Дистиллированная вода	Дистиллирован-ная вода, 4 % раствор NaCl, 40 % раствор NaCl	Модельный раствор морской воды + 8,91 % KCl
Значение показателя: «Показания ротационного вискозиметра при скорости вращения 600 мин ⁻¹ , число делений»	В дистиллированной воде не менее 10, в растворе NaCl не менее 10, в насыщенном растворе NaCl не менее 15	Не менее 15	В дистиллированной воде не более 90	Не нормируется
Значение показателя: «Кажущаяся вязкость»	Не нормируется		Не нормируется	Не более 40
Время выдерживания раствора перед испытанием, ч	2 для дистиллированной воды, 16 для растворов NaCl		2	16
Тип перемешивающего устройства	Мешалка лабораторная лопастная с вертикальной осью вращения и следующими характеристиками: • частота вращения не менее 1000 мин ⁻¹ ; • насадка, навинчивающаяся на вал, четырехлопастная, диаметром от 25 до 40 мм, высотой от 15 до 18 мм		Мешалка (например, модель Multimixer® 9B с лопастями крыльчатки 9B29X или равноценными) каждый шпindel которой оснащен одной крыльчаткой с лопастями синусоидальной формы, диаметром, приблизительно равным 25 мм (1 дюйм), приподнятыми над стенкой с заусенцами	

экономики Российской Федерации. Кроме этого в ГОСТ Р 56946-2016 переработаны нормируемые показатели к ПАЦ и методики тестирования. Основные отличия при испытании на показатель фильтрации и вязкости ГОСТ Р 56946-2016 от ISO 13500:2008 для низковязких КМЦ и ПАЦ приведены в таблице 1.

На основании данных, представленных в таблице 1, можно сделать вывод, что для испытания ПАЦ НВ и КМЦ НВ при разработке ГОСТ Р 56946-2016 за основу из ISO 13500:2008 взяты показатели и методики для испытания КМЦ. При этом было внесено несколько принципиальных изменений, которые могут оказать

влияние на результат испытания карбоксиметильных реагентов. Так, отечественный стандарт позволяет использовать верхнеприводную мешалку с числом оборотов не менее 1000 об/мин. (рисунок 1 а). Создаваемые сдвиговые усилия определяют скорость растворения полимера, поэтому низкие скорости сдвига могут привести

к неполному растворению КМЦ или ПАЦ. В результате чего при тестировании продуктов будут получены искаженные результаты. Согласно [4] даже рекомендованные в ISO 13500:2008 смесители типа Multimixer или фирмы «Hamilton Beach» (рисунок 1 б) не обеспечивают высоких скоростей сдвига, которые существуют в скважине. Сравнимую скорость сдвига обеспечивают смесители, в которых лопатки вращаются при небольшом зазоре в придонном углублении контейнера (рисунок 1 в), однако данные смесители подходят только для использования в коротких промежутках времени, так как температура раствора быстро повышается.

Скомпенсировать медленное растворение полимерных реагентов призвано выдерживание модельного раствора в течение определенного времени (ГОСТ 33696-2015 (ISO 10416:2008) Растворы буровые. Лабораторные испытания). Для испытания на показатель фильтрации ISO 13500:2008 предполагает выдерживание растворов с КМЦ 2 часа, а с ПАЦ 16 часов, однако отечественный стандарт для обоих полимеров отводит только 2 часа. Нами в аккредитованной лаборатории ИНИЛ БПТР ИШПР Томского политехнического университета проведены сравнительные исследования полноты растворения КМЦ НВ (CMC LV, MI SWACO) и ПАЦ НВ (PAC LV, ООО "БИОНИКС") при приготовлении модельных растворов на разных типах перемешивающих устройств

РИС. 1. Оборудование для приготовления буровых растворов



(рисунок 1) и временем выдержки 2 ч, в соответствии с методикой, рекомендованной ГОСТ Р 56946-2016 (таблица 2) и дополнительно в течении 16 часов.

Перемешивание с помощью верхнеприводной мешалки со скоростью 1000 об/мин и миксера «Hamilton Beach» со скоростью 12 000 об/мин осуществляли в течении 20 мин, в соответствии с ГОСТ Р 56946-2016. Для приготовления модельного раствора при помощи блендера «Hamilton Beach» раствор перемешивали дважды с использованием автоматических циклов блендера (после ввода глинопорошка и полимера) на скорости 6. Результаты, представленные в таблице 2, позволяют сделать вывод, что верхнеприводная мешалка не обеспечивает достаточной

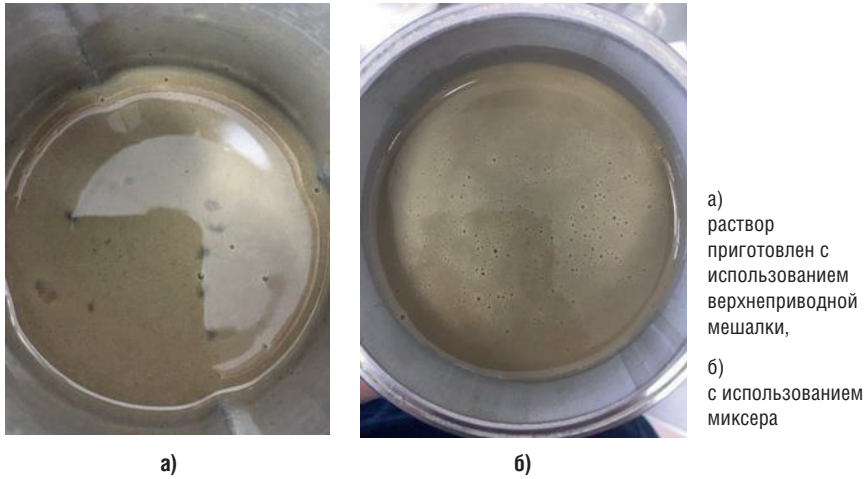
эффективности перемешивания раствора для достижения полного растворения полимера, в результате чего показатель статической фильтрации выше на 17% для КМЦ и на 13% для ПАЦ по сравнению с раствором, приготовленным с использованием миксера, который рекомендован в стандарте API 13A.

На рисунке 2 представлены фотографии модельных буровых растворов, полученных с использованием верхнеприводной мешалки и миксера. Видно, что мешалка, в отличие от миксера, не позволила вводимый полимер полностью диспергировать в глинистой суспензии. В глинистой суспензии наблюдаются агломераты, что свидетельствует о неполном диспергировании вводимого полимера.

ТАБЛИЦА 2. Влияние типа перемешивающих устройств на определение технических показателей КМЦ и ПАЦ

Тип полимера			CMC LV				PAC LV					
Тип мешалки			Верхнеприводная мешалка		Миксер		Блендер	Верхнеприводная мешалка		Миксер		Блендер
Время выдерживания, ч			2	16	2	16	2	2	16	2	16	2
Наименование технического показателя:	Показатель статической фильтрации, мл		9,8	8,8	8,4	8,8	8,9	4,4	4,2	3,9	3,3	3,3
	Значение показателя: «Показания ротационного вискозиметра при скорости вращения 600 мин ⁻¹ , число делений»	в дистиллированной воде	26,9	–	26,8	–	25,7	74,3	–	67,6	–	66,4
		в растворе NaCl	17,0	–	17,7	–	17,5	–	–	–	–	–
		в насыщенном растворе NaCl	17,5	–	23,4	–	23,1	–	–	–	–	–

РИС. 2. Фотографии минерализованного глинистого раствора с PAC LV



Механизм растворения полимерных материалов состоит из двух процессов: диффундирование молекул растворителя в поверхностный слой полимера и «распутывание» его цепей. В результате образуется слоистая структура, условно подразделяемая на следующие виды слоев: слой чистого полимера, слой инфильтрации, слой твердого набухшего полимера, гелеобразный слой, слой перешедшего в раствор полимера и чистый полимер (рисунок 3) [5].

Таким образом, решение проблемы длительного растворения полимера сводится к уменьшению размеров растворяемых частиц и предотвращению их агрегатирования. Поэтому очень важно в процессе приготовления испытуемого раствора медленно вводить полимер в суспензию при перемешивании ее с высокой скоростью. Таким образом порошок полимера будет равномерно распределяться по всему объему раствора без образования агломератов.

В ходе проведения исследований было установлено, что при испытании ПАЦ в буровом растворе не происходит полного растворения полисахаридного реагента

за 2 ч как при использовании верхнеприводной мешалки, так и миксера, поскольку при дальнейшем выдерживании системы до 16 ч наблюдалось изменение показателя фильтрации (таблица 2). Значение последнего на 18 % отличалось от данных, полученных при двухчасовой выдержке.

Это свидетельствует о том, что использование мешалки, соответствующей по характеристикам ГОСТу Р 56946-2016, для испытаний ПАЦ и КМЦ не позволяет получить достоверные сведения о свойствах исследуемых систем. Результаты испытания модельных буровых растворов, полученные с использованием блендера «Hamilton Beach», близки к результатам испытания растворов, приготовленных с помощью миксера. Использование блендера значительно сокращает время приготовления модельных буровых растворов, поскольку автоматический цикл занимает 3 мин, а общее время перемешивания уменьшается втрое.

Результаты измерения показателя «Показания ротационного вискозиметра при скорости вращения 600 мин⁻¹» свидетельствуют о том, что тип

перемешивающего устройства не существенно влияет на вязкостные свойства модельных растворов, содержащих КМЦ или ПАЦ. Стоит отметить, что ГОСТ Р 56946-2016 вносит принципиальные изменения в оценку качества вязкости ПАЦ НВ и КМЦ НВ по сравнению с ISO 13500:2008, регламентируя лишь нижний предел значений вязкости раствора полимера. Поскольку одним из основных требований к данным реагентам является минимальное повышение реологических свойств бурового раствора при эффективном снижении фильтрации правильнее определять верхний предел значений вязкости для таких систем. Нижний предел вязкости используется для оценки качества высоковязких реагентов ПАЦ ВВ и КМЦ ВВ, которые применяют как для снижения фильтрации, так и для увеличения структурно-механических свойств бурового раствора (таблица 1). Такому принципу придерживается стандарт ISO 13500:2008.

Дополнительную сложность при испытании карбоксиметилловых реагентов и крахмала по методикам, предложенным в ГОСТ Р 56946-2016, создает тип глинопопорошка для приготовления модельных буровых растворов. В разделе 5.4.3.2. «Метод определения показателя статической фильтрации раствора» при описании аппаратуры и реактивов для испытания полимеров на основе эфиров целлюлозы не приводится рекомендуемый тип глинопопорошка, только в самой методике говорится о стандартной оценочной базовой глине API. Для испытания реагентов на основе крахмала в разделе 5.5.3.4 «Определение показаний вискозиметра и определение показателя статической фильтрации раствора» при описании аппаратуры и реактивов рекомендуется использовать стандартный глинопопорошок, такой как Bentolux API-A (ТУ 2458-013-81065795-2009) или Бентокон - Основа (ТУ

ТАБЛИЦА 3. Показатель фильтрации реагентов на основе эфиров целлюлозы, полученный при использовании стандартов ГОСТ Р 56946-2016 и ISO 13500:2008

Стандарт (раздел стандарта)	ГОСТ Р 56946-2016 (5.4.3.2)		ISO 13500:2008 (17.4)	
Тип полимера	СМЦ LV	РАС LV	СМЦ LV	РАС LV
Показатель статической фильтрации, мл (глинопопорошок API standard evaluation base clay)	Не более 10		Не более 16	
	8,4	3,9	30,0	7,6
Показатель статической фильтрации, мл (глинопопорошок ПБМА)	6,4	3,6	14,8	8,0

5751-002-58156178-02). В ISO 13500:2008 как для полимеров на основе эфиров целлюлозы, так и для реагентов на основе крахмала используется один тип глинопопорошка: API standard evaluation base clay (стандартная оценочная базовая глины API). Поскольку в стандарте не указан состав этой глины, на основании данных раздела посвященному испытаниям крахмала ГОСТа Р 56946-2016 можно предположить, что стандартная оценочная базовая глины API является глинопопорошком на основе бентонита.

Однако проведенный нами рентгеноструктурный анализ показал, что стандартная оценочная базовая глина API в основном состоит из каолинита, характеризующегося низкой обменной ёмкостью и незначительным набуханием в воде. Эти свойства делают глину на основе каолинита более инертной по сравнению с бентонитом средой для исследования полисахаридов. Поэтому при проведении оценки качества полимерных реагентов на основе эфиров целлюлозы и крахмала следует уделять особое внимание используемым глинопопорошкам. В связи с высокой стоимостью глинопопорошка API standard evaluation base clay и санкционной политикой ряда стран по отношению к РФ разработке отечественного стандарта следовало бы уделить особое внимание импортозамещению реактивов, используемых при проведении испытаний буровых реагентов.

Совокупность представленных выше изменений относительно базового стандарта ISO 13500:2008 приводит к тому, что методики испытаний реагентов на основе эфиров целлюлозы, приведенные в ГОСТ Р 56946-2016, не позволяют однозначно отличить

относительно дешевый КМЦ НВ от дорогостоящего ПАЦ НВ, что создает предпосылки для недобросовестных сервисных компаний и поставщиков буровой химии выдавать КМЦ за ПАЦ. В таблице 3 приведены результаты сравнительных испытаний КМЦ и ПАЦ по методикам, приведенным в ГОСТ Р 56946-2016, и по методике определения показателя статической фильтрации для ПАЦ НВ в соответствии с ISO 13500:2008.

Анализ представленных в таблице 3 результатов показывает, что применение методики контроля качества ПАЦ НВ и наличие нормативных значений показателя фильтрации в стандарте ISO 13500:2008 позволяют надежно отличать КМЦ НВ от ПАЦ НВ. Стандарт ГОСТ Р 56946-2016 не позволяет идентифицировать реагенты на основе эфиров целлюлозы, поскольку вводит для КМЦ и ПАЦ единое нормативное значение показателя фильтрации и общую методику испытания.

Применение глинопопорошка на основе бентонита недопустимо в методике контроля качества ПАЦ НВ и КМЦ НВ, поскольку в ходе испытаний полученный результат показателя статической фильтрации раствора, содержащего КМЦ, оказался в рамках нормируемого значения для ПАЦ НВ.

Таким образом, требуется пересмотр методик контроля качества реагентов на основе эфиров целлюлозы ГОСТ Р 56946-2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания» для устранения всех выявленных недостатков. На данный момент применение данного стандарта в буровой практике может привести к фальсификациям и подлогам со стороны недобросовестных

поставщиков и производителей буровой химии, поэтому рекомендуется отказаться от него и проводить испытания ПАЦ и КМЦ согласно ISO 13500:2008 «Petroleum and natural gas industries – Drilling fluid materials – Specifications and tests», MOD. ●

Литература

1. Kaveler H.H. Improved drilling muds containing carboxymethylcellulose // Drilling and Production Practice. – 1946. – P. 43–50.
2. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: «Летопись», 2005. – 664 с.
3. Official Gazette of the United States Patent Office, Том 827.
4. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
5. Beth A. Miller-Chou, Jack L. Koenig A review of polymer dissolution // Progress in Polymer Science. – 2003. – V. 28. – P. 1223–1270.

KEYWORDS: cellulose ether, carboxymethylcellulose, polyanionic cellulose, drilling mud.

РИС. 3. Слои, образующиеся в процессе растворения полимера

Чистый полимер	Слой инфильтрации	Твердый набухший слой	Гелеобразный слой	Раствор	Чистый растворитель
----------------	-------------------	-----------------------	-------------------	---------	---------------------

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

двух- и трехшарошечных буровых долот

ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ДВУХ И ТРЕХШАРОШЕЧНЫХ БУРОВЫХ ДОЛОТ. УСТАНОВЛЕНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ДВУХШАРОШЕЧНОЙ И ТРЕХШАРОШЕЧНОЙ КОМПОНОВКИ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ОБОСНОВАНА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАБОТЫ И КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ДВУХШАРОШЕЧНЫХ БУРОВЫХ ДОЛОТ, В СВЯЗИ С ТЕМ, ЧТО ЭТО ПРЕДСТАВЛЯЕТ БОЛЬШОЙ НАУЧНЫЙ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ИНТЕРЕС. ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСПОЛОЖЕНИЮ ШАРОШЕК И ПРОМЫВочных узлов в двухшарошечных долотах, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯТ ПОВЫСИТЬ МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ, ПРОХОДКУ И КАК СЛЕДСТВИЕ УСКОРИТЬ СООРУЖЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ОДНОВРЕМЕННЫМ СНИЖЕНИЕМ ВРЕМЕННЫХ И ФИНАНСОВЫХ ЗАТРАТ

THE COMPARATIVE ANALYSIS OF DESIGN FEATURES OF TWO-CONE AND THREE-CONE DRILLING BITS IS PERFORMED. THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF TWO-CONE AND THREE-CONE CONFIGURATION OF THE DRILLING TOOLS ARE DETERMINED. THE REASONABILITY OF FURTHER RESEARCH OF THE WORK AND DESIGN FEATURES OF THE TWO-CONE DRILLING BITS IS EXPLAINED BECAUSE THIS ISSUE IS OF GREAT SCIENTIFIC AND PRACTICAL INTERESTS. THE RECOMMENDATIONS REGARDING LOCATION OF CONES AND WASHING UNITS WHICH ARE GOING TO HELP INCREASE THE MECHANICAL DRILLING SPEED, PENETRATION AND, AS A RESULT, SPEED UP THE CONSTRUCTION OF OIL AND GAS WELLS, DECREASING TIME AND FINANCIAL EXPENDITURES AT THE SAME TIME, IN THE TWO-CONE DRILLING BITS

Ключевые слова: двухшарошечное долото, гидромониторная насадка, буровой раствор, механическая скорость бурения, зубчатое вооружение.

**Сериков
Дмитрий Юрьевич**

д.т.н., доцент,
Российский Государственный
Университет нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина

**Богомолов
Родион Михайлович**

д.т.н.,
профессор,
Самарский государственный
технический университет

История создания и освоения многочисленных типов и размеров шарошечных буровых долот самых различных конструкций началась в 1909 году, когда американский полковник-миллиардер Говард Хьюз запатентовал в США первое двухшарошечное буровое долото. Именно двухшарошечное долото стало родоначальником применяемых и в настоящее время более 1500 типоразмеров шарошечных буровых долот, используемых как при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин, так и проведении геологоразведочных работ.

В 1929 году Говард Хьюз разработал и запатентовал, созданную на базе двухшарошечного, трехшарошечное буровое долото, обладающего значительно большей устойчивостью к сохранению направления бурения, чем двухшарошечное, и ставшее в последствие на

протяжении более чем 100 лет основным породоразрушающим инструментом для бурения глубоких нефтяных и газовых скважин во всем мире.

Однако двухшарошечные долота сумели сохранить свою нишу в общем объеме производимого бурового инструмента и в настоящее время продолжают успешно применяться как для бурения геологоразведочных скважин, так и при проведении других видов буровых работ.

К преимуществам двухшарошечного долота по сравнению с трехшарошечным такого же диаметра можно отнести наличие более значительных диаметров шарошек и габаритов опорных узлов. Это связано с тем, что в двухшарошечных долотах на 25–40% объем, ограниченный для шарошек, одинакового диаметра долота, необходимо распределить только на две части, вместо трех в трехшарошечных долотах того же диаметра (рис. 1).

Это позволяет значительно увеличить размеры подшипников

опор, а также толщину стенок шарошек, что дает возможность размещать на поверхностях увеличенных венцов большее количество породоразрушающих элементов – фрезерованных зубьев с большим шагом и большим вылетом над телом шарошки. Это является очень важным для увеличения механической скорости бурения в мягких и средних породах, для которых двухшарошечные геологоразведочные долота изначально и проектировались.

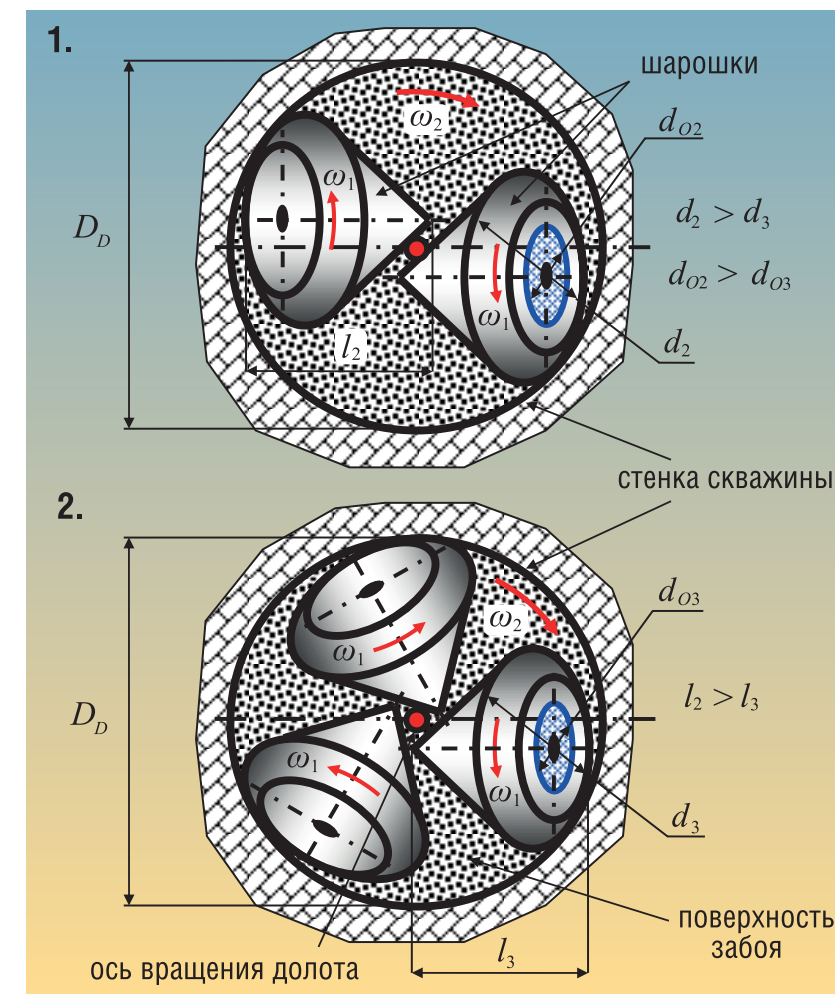
Этими важными обстоятельствами постепенно начали пользоваться для создания новых конструкций двухшарошечных буровых долот малого и среднего диаметров для бурения уже твердых и даже твердых пород.

Рост механической скорости бурения двухшарошечных долот по сравнению с трехшарошечными такого же диаметра, обеспечивается за счет увеличения габаритных наружных размеров шарошек и их подшипниковых узлов, большим вылетом и шагом зубьев позволяющим увеличить динамику воздействия зубьев вооружения на породу.

Увеличенный вылет над телом шарошки и больший шаг между зубьями при перекачивании двух шарошек по забою с примерно одинаковым количеством венцов и зубьев на каждой шарошке, как и у трехшарошечных долот (от 2 до 3 венцов на шарошке), обеспечивают разное количество одновременно контактирующих с забоем зубьев. Оно составляет примерно: для двухшарошечного долота (2÷3) зуба, а для трехшарошечного (4÷6). Но поскольку число шарошек у тех и других долот различно, то у двухшарошечных долот общее количество одновременно контактирующих зубков составляет (2÷3)·2 = (4÷6) штук, а для трехшарошечных (2÷3)·3 = (6÷9) штук, то есть в полтора раза больше. А как известно, чем меньшее количество одновременно контактирующих с забоем зубков, тем больше создаваемое ими удельное давление на породу. Таким образом, у двухшарошечных долот удельное давление, создаваемое зубьями их вооружения на породу, примерно в 1,5 раза больше, чем у аналогичных по диаметру и одинаковой осевой нагрузке трехшарошечных долот.

При создании двухшарошечных долот с твердосплавным зубчатым

РИС. 1. Сравнительный анализ геометрических параметров элементов двухшарошечного (1) и трехшарошечного (2) долота одинакового диаметра



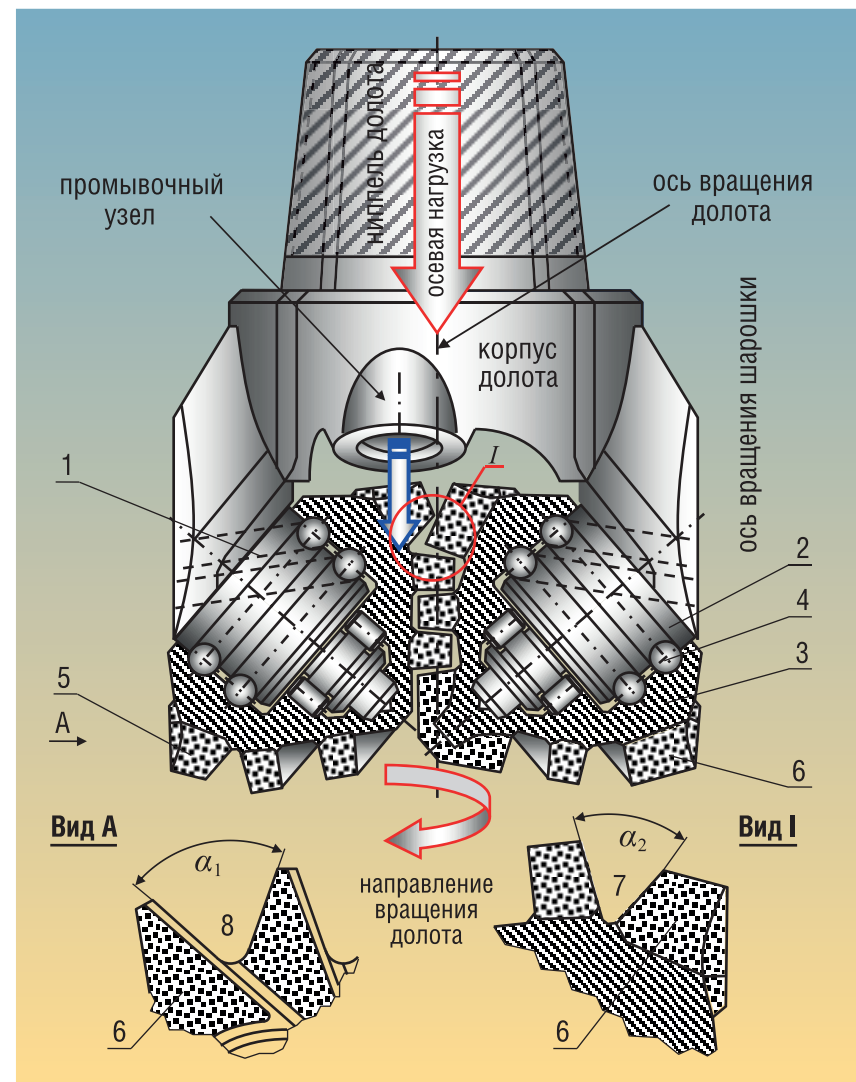
вооружением, увеличенная толщина стенок шарошек, кроме обеспечения увеличенных габаритов опоры, позволяет разместить и закрепить путем запрессовки или пайки твердосплавные зубки увеличенных габаритов, обладающих повышенной стойкостью по сравнению с твердосплавными зубками меньшего размера, используемых при оснащении аналогичных по диаметру трехшарошечных долот.

У двухшарошечных долот есть еще одно важное преимущество перед трехшарошечными долотами. Очень малые габариты скважины по диаметру не позволяют разместить на лапах трехшарошечных долот приливы для установки боковых промывочных узлов. Поэтому для промывки забоя у этих долот, как правило, используется только один центральный промывочный узел, который надежно очищает от шлама лишь центральную часть бурового инструмента и значительно хуже периферийную. Струя промывочной

жидкости, прежде чем достигнуть забоя попадает на поверхностные вершинные части шарошек, и только потом, пройдя сквозь узкие щели самоочищающихся шарошек, сталкивается с поверхностью забоя. Это существенно увеличивает абразивный износ и без того менее прочных вершинных частей шарошек, снижает эффективность очистки забоя, очищая лишь центральную его часть, и как следствие снижает механическую скорость бурения и проходку на инструмент.

В отличие от трехшарошечных долот, у двухшарошечных долот условия для размещения боковых промывочных узлов значительно более выгодные. Между внешними габаритами двух шарошек имеется достаточно большие боковые пространства, в которых свободно размещаются боковые приливы, доходящие практически до самой поверхности забоя, на конце которых размещаются сменные гидромониторные насадки (рис. 2).

РИС. 2. Принципиальная схема двухшарошечного бурового долота



Известно, что трехшарошечные долота малого диаметра, в которых возможно разместить на лапах приливы для промывочных узлов со сменными твердосплавными насадками лишь условно называются гидромониторными. Постоянный гидромониторный эффект, дополнительно к механическому разрушению породы забоя зубьями долота, обеспечивает кроме очистки забоя еще и гидромеханическое разрушение породы, которое возникает только при условии, когда выходное отверстие из промывочной насадки находится над забоем не более чем на величину равную восьми диаметрам ее выходного отверстия.

Поскольку промывочные каналы между двумя шарошками направлены не в центр, на вершины шарошек, а непосредственно на свободную поверхность периферии забоя, занимающую по площади его значительную

часть, приближение выходного отверстия гидромониторных насадок к его поверхности обеспечивает наличие эффекта дополнительного гидромеханического разрушения породы.

Наибольшее успешное применение двухшарошечных долот характерно при бурении известняков, аргиллитов, алевролитов, плотных глин и мергелей.

Как правило, двухшарошечные долота выпускаются не в трехсекционном сварном исполнении, как трехшарошечные, а в двухсекционном, что значительно снижает трудоемкость и упрощает технологию их изготовления.

Оси цапф шарошек двухшарошечных долот обычно наклонены под углом $58 \div 57^{\circ}30'$. Шарошки оснащены самоочищающимися фрезерованными зубьями или твердосплавными зубками клиновидной формы с большим

вылетом над телом и большим шагом. Рабочие поверхности фрезерованных зубьев армируются зерновым твердым сплавом, содержащем карбид вольфрама и кобальт.

В качестве примера (рис. 2) представлен один из вариантов исполнения вооружения двухшарошечного бурового долота созданный с целью упрощения технологии его изготовления, основанный на том, что угол межзубцовых впадин, по крайней мере одного периферийного венца, равен углу межвенцовой впадины.

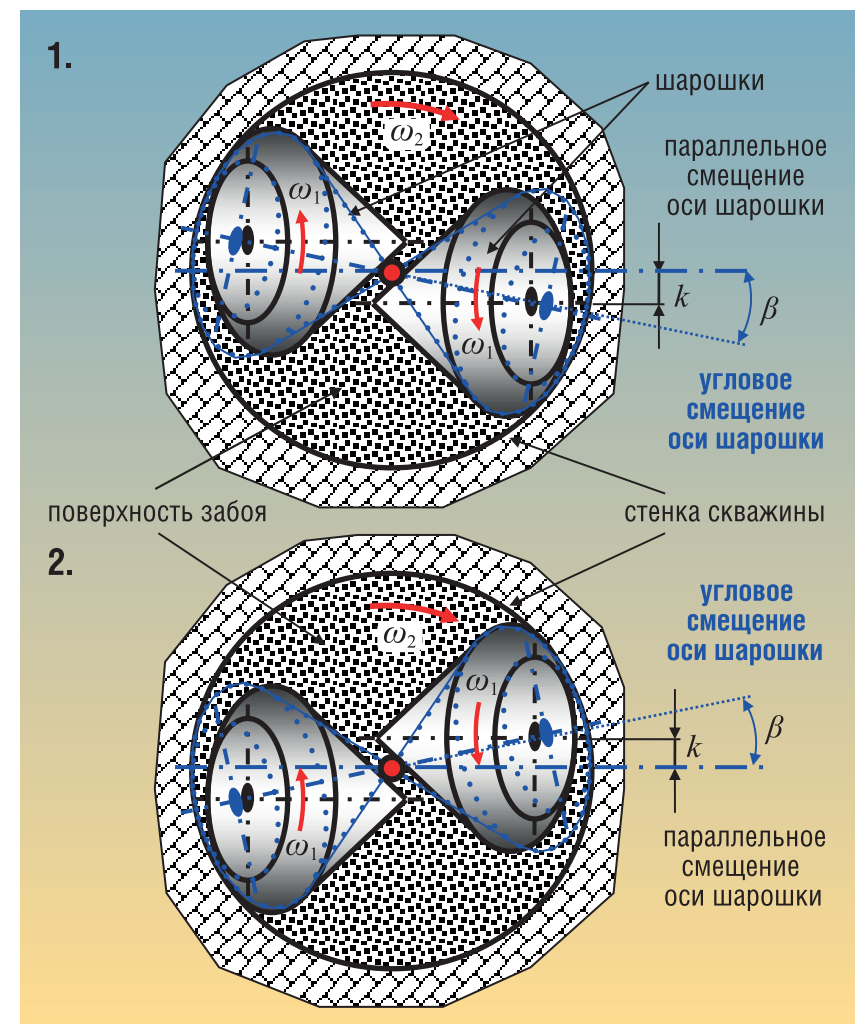
Двухшарошечное буровое долото содержит лапы 1 с наклонными цапфами 2 и самоочищающиеся шарошки 3, смонтированные на цапфе 2 посредством подшипников 4. Периферийные венцы шарошек 3 оснащены призматическими зубьями 5 и 6, при этом зубья 5 одной шарошки входят в межвенцовую впадину 7 другой шарошки, у которой периферийный ряд зубьев 6 выполнен таким образом, что угол α_1 межзубцовых впадин 8 равен углу α_2 межвенцовой впадины 7.

Такое выполнение шарошек позволяет упростить технологию их изготовления и тем самым снизить стоимость всего долота. Достигается это сокращением необходимой номенклатуры измерительного инструмента и повышением производительности за счет сокращения вспомогательных операций на переналадку и замену измерительного инструмента.

Упрощение технологии позволяет улучшить качество изготовления, а следовательно повысить качество и долговечность инструмента, и как следствие увеличить проходку и механическую скорость бурения.

При работе двухшарошечного долота его шарошки совершают сложное вращательное движение, заключающееся в том, что каждая из них, вращаясь вокруг своей собственной оси, одновременно перемещается и вокруг оси вращения долота. При этом двухшарошечное долото под действием веса буровой колонны продвигается вниз, одновременно совершая возвратно-поступательные колебания, и воспринимает существенные воздействия динамических нагрузок. Эта особенность эксплуатации двухшарошечного бурового долота предъявляет жесткие требования как к его конструкции, так и технологии изготовления.

РИС. 3. Принципиальная схема вариантов пространственной ориентации шарошек двухшарошечного бурового долота



Известно, что конструкции двухшарошечных буровых долот, предназначенные для бурения твердых, средних и мягких пород сильно отличаются друг от друга. Одной из основных отличительных особенностей является наличие или отсутствие проскальзывания зубьев вооружения по забоям, определяемое как геометрическими параметрами шарошек, так и их пространственной ориентацией относительно оси вращения долота. От соотношения величины качения и скольжения зубьев по забоям зависит характер разрушения породы, изменяющийся от дробяще-скалывающего для твердых пород до ударно-режущего для мягких.

Как правило, двухшарошечные буровые долота для мягких и средних пород проектируются так, чтобы при вращении инструмента шарошки перемещались по поверхности забоя с одновременным проскальзыванием. С целью увеличения величины

проскальзывания зубьев вооружения по забоям у долот данных типов оси вращения шарошек смещают или разворачивают как по, так и против направления вращения долота. Принято считать, что в первом случае смещение имеет положительное значение, а во втором – отрицательное. Величина параллельного смещения k или угол разворота β задаются в зависимости от типа и размера двухшарошечного бурового долота (рис. 3).

Смещение осей шарошек относительно оси вращения долота позволяет существенно повысить срезающие усилия зубчатого вооружения при внедрении его в породу забоя, требующих на порядок меньшей энергии при разрушении мягких и средних пород. Это позволяет дополнительно повысить эффективность бурения. В зависимости от величины диаметров двухшарошечных долот, смещения осей шарошек составляет от 3 до

6 мм. Двухшарошечные долота со вставными твердосплавными зубками имеют минимальные смещения осей, порядка $1 \div 1,5$ мм или изготавливаются вообще без их смещения.

Таким образом, все вышеперечисленные преимущества двухшарошечных буровых долот перед трехшарошечными одинакового диаметра обеспечивают необходимость их применения при бурении скважин различного назначения и дальнейшего совершенствования их конструкций и технологий изготовления. Косвенно это подтверждается и тем, что основные ведущие мировые фирмы-производители бурового инструмента серийно и на постоянной основе выпускают самые различные конструкции двухшарошечных долот малого и среднего диаметров, преимущественно до 244,5 мм, а сервисные буровые компании охотно их используют.

Литература

1. Мицевич В.И., Сидоров Н.А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недра. 1973.
2. Васильев А.А., Сериков Д.Ю., Ближников В.Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – № 6. – С. 28–31.
3. Богомолов Р.М., Носов Н.В. Буровой инструмент. Энциклопедия изобретений. В 2-х частях, М.: Инновационное машиностроение, 2015. – 826 с.
4. Спиридонов С.В., Сериков Д.Ю. Математическое моделирование процесса износа вооружения бурового инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 10. – С. 37.
5. Богомолов Р.М., Сериков Д.Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – № 3. – С. 39–43.
6. Васильев А.А., Вышегородцева Г.И., Сериков Д.Ю., Исследование влияния схемы промывки шарошечного бурового долота на очистку забоя скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 5. – С. 25–28.
7. Богомолов Р.М., Носов Н.В., Крылов С.М., Кремлев В.И. Совершенствование технологии и сборки буровых шарошечных долот. М.: Машиностроение, 2014. – 228 с.
8. Вышегородцева Г.И., Васильев А.А., Сериков Д.Ю., Пути повышения эффективности очистки забоя при бурении шарошечными долотами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 6. – С. 12–17.
9. Смирнов В.Г., Панин Н.М. Буровое двухшарошечное долото. Авт. свид. СССР на изобр. №817195, E21B 9/10, опубли. Б.И. № 12 от 30.03.1981.

KEYWORDS: two-roller bit, hydraulic monitor attachment, drilling mud, mechanical drilling speed, gear armament.

ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ

как инструмент снижения затрат на энергоресурсы

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ВОПРОСЫ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗВУЧАТ ПОВСЕМЕСТНО. ИНТЕРЕС К ДАННОЙ ТЕМЕ РАСТЕТ КАК СО СТОРОНЫ ГОСУДАРСТВА, ТАК И СО СТОРОНЫ СОБСТВЕННИКОВ ПРЕДПРИЯТИЙ, ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ В РАЗВИТИИ СВОЕГО ПРОИЗВОДСТВА. РУКОВОДИТЕЛИ КОМПАНИЙ САМЫХ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДАВНО ПРИШЛИ К ВЫВОДУ, ЧТО МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ЯВЛЯЮТСЯ РЕАЛЬНЫМИ ИНСТРУМЕНТАМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НА РЫНКЕ

CURRENTLY, ISSUES OF ENERGY SAVING AND IMPROVING ENERGY EFFICIENCY ARE PRESENT EVERYWHERE. INTEREST IN THIS TOPIC IS STILL CONSIDERABLE, BOTH FROM THE STATE AND FROM THE OWNERS OF ENTERPRISES INTERESTED IN DEVELOPING THEIR PRODUCTION. COMPANY EXECUTIVES FROM A WIDE VARIETY OF INDUSTRIES HAVE LONG RECOGNIZED THAT MEASURES TO OPTIMIZE ENERGY COSTS PROVIDE A REALISTIC SOLUTION TO INCREASE COMPETITIVENESS IN THE MARKET

Ключевые слова: экономия энергоресурсов, оптимизация затрат, повышение конкурентоспособности, энергоменеджмент, цифровизация.

Шапиро
Марк Феликсович

руководитель отдела АСУ ТП
НИПОМ

В качестве наиболее актуальных причин, почему предприятия стремятся внедрять системы энергоменеджмента, можно выделить рост тарифов на энергоресурсы и рост платы за негативное воздействие на окружающую среду. Кроме того, важно учитывать, что существующие тарифы заставляют вести точное (почасовое) прогнозирование потребления энергоресурсов. Отсутствие актуальных данных не позволяет полностью контролировать ситуацию, лишая возможности оперативно вмешиваться и устранять нелегитимированное или сверхнормативное потребление.

В качестве нормативной поддержки внедрения энергоменеджмента в России действует ГОСТ Р ИСО 50001-2012 – международный стандарт, адаптированный под российский рынок, который устанавливает требования по полному комплексу работ

с системой. Документ разработан, чтобы установить для организаций общепризнанную схему интеграции энергосбережения в их практики управления. В соответствии с ней на предприятии должна быть разработана энергетическая политика, на основании которой планируются конкретные мероприятия и устанавливаются сроки. При этом важно, чтобы постоянно осуществлялся мониторинг, велись измерения и анализ полученных данных. Далее на их основании осуществляется выявление несоответствий, разрабатываются корректирующие и предупреждающие действия, проводится внутренний аудит. Такой контроль ситуации всех процессов внедрения системы – гарантия получения эффективного снижения затрат.

Основные цели внедрения системы энергоменеджмента

- Повышение эффективности использования энергетических ресурсов
- Сокращение выбросов и отходов
- Сокращение и оптимизация расходов на энергоресурсы

- Повышение точности прогнозирования потребности ТЭР (для получения более выгодных тарифов)
- Получение объективных данных об объеме потребления энергетических ресурсов
- Сокращение времени принятия оптимальных управленческих решений
- Снижение себестоимости продукции
- Повышение энергоэффективности оборудования
- Планирование капитальных ремонтов оборудования
- Увеличение срока эксплуатации оборудования за счет выравнивания наработки
- Повышение эффективности использования человеческих ресурсов

Назначение системы энергоменеджмента

- Автоматизация процесса анализа энергопотребления
- Планирование закупок и потребления энергоресурсов (в т.ч. почасовое)

РИС. 1. Фазы внедрения системы энергоменеджмента



- Моделирование энергопотребления
- Планирование и обеспечение мероприятий по повышению эффективности (критерии, сроки, ответственные за мероприятия)
- Ведение и расчет энергетических балансов
- Управление экологическими параметрами

по оптимизации закупок энергии и расходов на нее (рисунок 1).

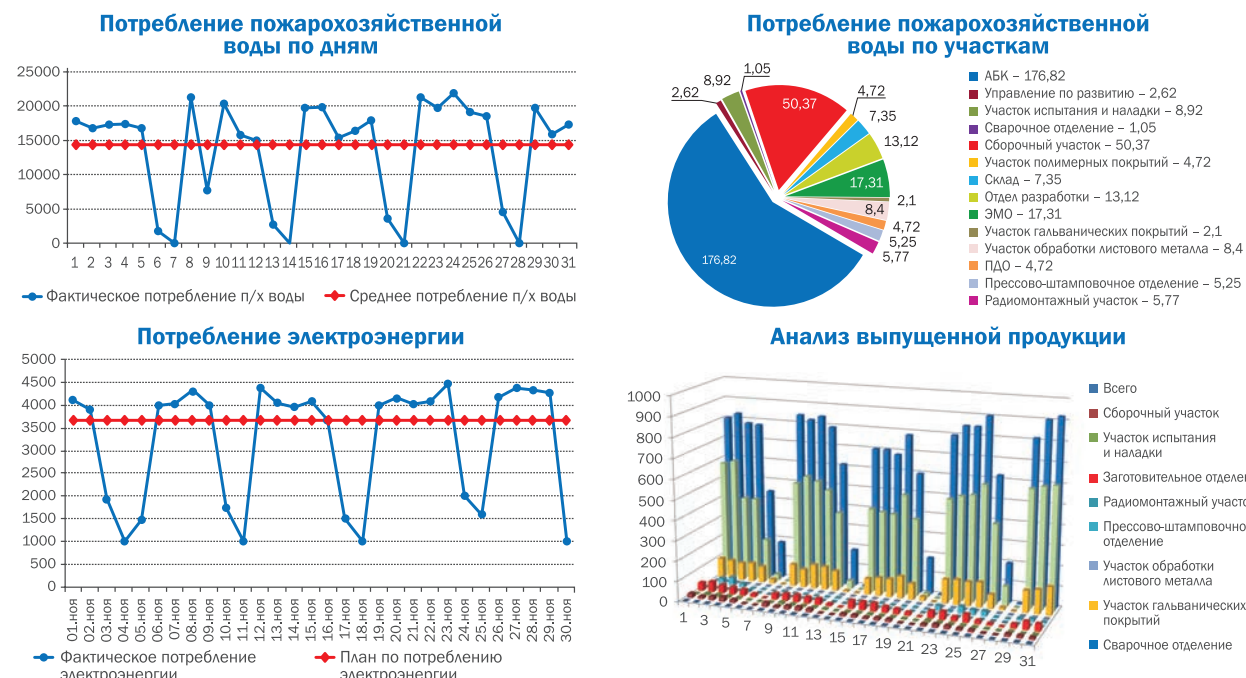
Далее возникает закономерный вопрос: где же мы должны измерять и определять энергопотери или энергопотребление? Как правило, у всех предприятий существует учет энергоресурсов по периметру, так как именно на основании показателей таких узлов учета оплачивается энергопотребление. Не менее часто осуществляется определение энергопотребления по производствам, а узлы учета по установкам, цехам, объектам и по энергопотребляющему оборудованию отсутствуют. Это не позволяет в полной мере оптимизировать энергозатраты.

Многие предприятия предпочитают учитывать все потребляемые

энергоресурсы, не только закупаемые, но и генерируемые на предприятии. При этом не стоит гнаться за стопроцентным охватом всех энергоресурсов узлами учета. Каждому предприятию необходимо самому определить для себя оптимальный порог. Целесообразно учитывать те энергоресурсы, чья суммарная стоимость в общей сумме затрат составляет 80–95 %.

Система энергоменеджмента позволяет в автоматическом режиме формировать различные виды отчетов, видоизменять их в зависимости от текущей потребности. Примеры отчетов, которые можно получить с помощью системы энергоменеджмента, представлены на рисунке 2.

РИС. 2. Примеры отчетов, которые можно получить с помощью системы энергоменеджмента



Предприятиям важно четко представлять, что дает внедрение системы, какой экономический эффект и за счет чего позволит получить. Снижение энергопотребления благодаря принятию оперативных решений при ведении производственного процесса позволит экономить до 5%. За счет выявления потерь или нерационального использования ресурсов, аномальных изменений энергопотребления, дальнейшего анализа и реализации мероприятий по повышению энергоэффективности можно сэкономить до 10%. Срок окупаемости системы, как правило, составляет от трех до пяти лет. При этом максимальные затраты на систему энергоменеджмента не должны превышать ожидаемую экономию энергоресурсов.

Кроме того, необходимо отметить, что серьезным фактором внедрения энергоменеджмента является системный подход. Только в результате внедрения комплекса мероприятий эффект снижения затрат будет достигнут.

Еще один важный момент – это вовлечение персонала в процесс экономии энергоресурсов. Обучение и повышение осведомленности рядовых работников предприятия в значительной степени влияет на их заинтересованность в рациональном использовании энергоресурсов. Цели и средства экономии затрат на энергопотребление должны быть четко и ясно сформулированы и доведены до каждого участника.

Существует много примеров, когда на предприятии при входе в производственный цех размещено информационное табло со следующими показателями: планом цеха на месяц и процентом его выполнения на текущий момент, планом смены и процентом его фактического выполнения на время завершения работы. С учетом этой информации сотрудникам становится четко понятно, каким будет размер премиальной части оплаты по итогам работы в этом месяце. В рамках мероприятий по внедрению системы энергоменеджмента, к этой информации на информационное табло следует добавить еще несколько строк по экономии энергоресурсов.

Особенности внедрения системы энергоменеджмента на цифровом производстве

В настоящее время активно происходит переход к цифровизации во всех сферах бизнеса. Внедрение системы энергоменеджмента в рамках цифрового производства позволяет решать следующие задачи:

- информационная безопасность,
- долговременное хранение данных на серверах,
- единая система предоставления информации,
- единая система отчетности,
- прогнозирование энергопотребления на цифровом двойнике производства.

Для прогнозирования используются разные способы: математическая модель, регрессионная модель, обученная нейронная сеть. Когда необходимо использовать как можно больше факторов для получения наиболее точных прогнозов, то и математическая, и регрессионная модели очень быстро разрастаются. Если на предприятии есть цифровой двойник – цифровая копия действующего предприятия, – то становится возможным получить достаточно точные прогнозы потребления энергоресурсов.

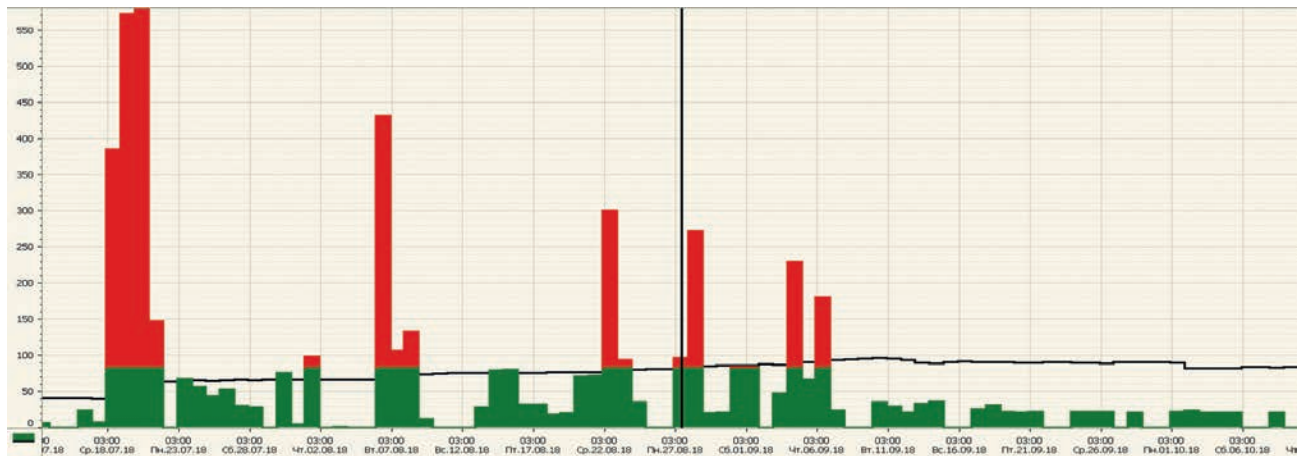
Ниже приведен пример однолинейной схемы, дополненной электрическими счетчиками с показаниями и светофорами-индикаторами потребления электроэнергии (рисунок 3).

На изображенных «светофорах» зеленый цвет означает, что потребление по данному участку/установке за смену/сутки в норме, красный цвет означает, что потребление превысило норму, желтый – что риск превышения нормы. Благодаря такому формату, не углубляясь в цифры, можно сразу увидеть общую ситуацию по потреблению энергоресурсов на текущий момент.

Следующий пример: график суточного и среднего потребления энергоресурсов (рисунок 4).

Красным цветом выделены периоды, в которые суточное потребление, выше, чем среднее. Также на графике отражен рост среднего потребления, который необходимо будет учесть при долгосрочном

РИС. 4. Суточное и среднее потребление энергоресурсов



анализе. В дополнение к представленной информации можно добавить утвержденную норму энергопотребления. Также, важно отметить: исходя из графика, превышение среднего потребления длится достаточно долго, следовательно, система энергоменеджмента на предприятии работает не достаточно эффективно и требует корректировок.

Еще один пример отчета по потреблению энергоресурсов – по участкам (рисунок 5). Красным цветом обозначено фактическое потребление, синим – плановое. На графике видно, что на одном участке фактическое потребление превысило плановое. Причиной оказалось преобладание деталей малого размера, и при планировании

были неверно учтены расходы на энергопотребление при их изготовлении.

Опыт внедрения

На сегодняшний день в России существует много успешных примеров реализации системы энергоменеджмента. Внедрение данной системы позволяет экономить в стандартном случае до 10–15% затрат на энергопотребление.

Однако существующий практический опыт показывает, что снижение затрат на энергопотребление в рамках комплексного проекта, включающего оптимизацию системы энергоснабжения, реконструкцию распределительных сетей предприятия и внедрение

системы энергоменеджмента, может достигать 40%.

Нижегородское предприятие АО «НИПОМ» первым в России внедрило у себя на предприятии систему энергоменеджмента на базе новейшего продукта в области управления энергоресурсами – программного комплекса Energo Manager Pro. Это позволило достичь существенной экономии за счет возможности анализировать и распределять затраты на потребление энергии по месту и причине их возникновения, осуществлять прогнозирование нагрузки и закупки энергоресурсов.



РИС. 3. Автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электроэнергии

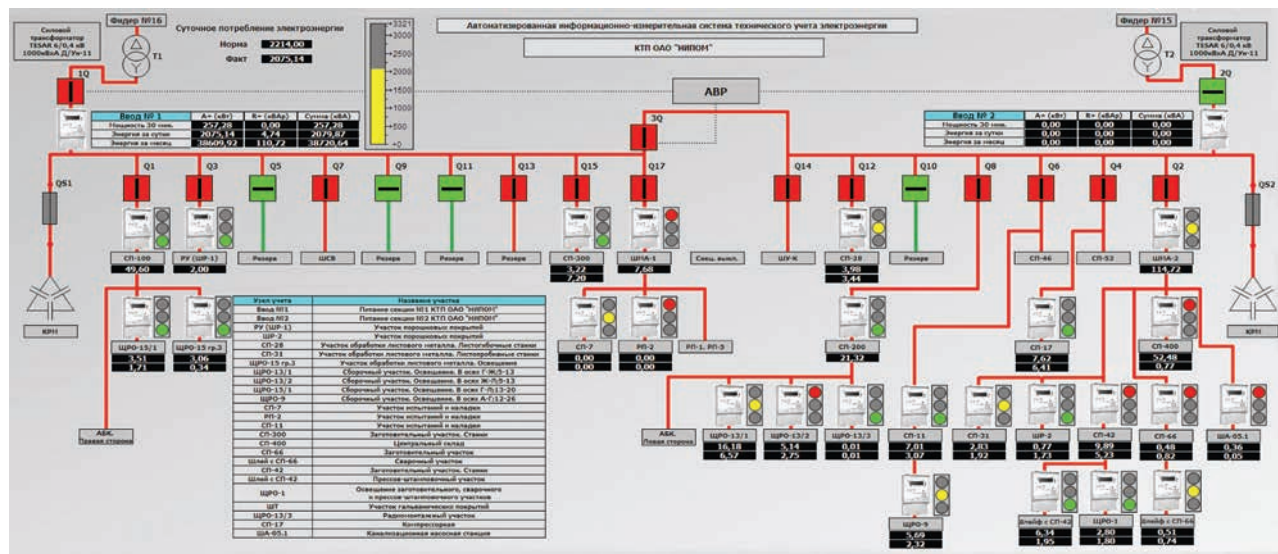


РИС. 5. Потребление энергоресурсов по участкам



Позднее АО «НИПОМ» применило свой опыт внедрения системы энергоменеджмента на промышленных предприятиях, водозаборных и компрессорных станциях. Благодаря высокой квалификации специалистов компании и многолетнему опыту решения задач по разработке и внедрению системы энергоменеджмента, АО «НИПОМ» гарантирует высокий уровень качества выполняемых проектов.

KEYWORDS: saving energy resources, optimizing costs, improving competitiveness, energy management, digitalization.

РОЛЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ в иранской экономике в 2020 г.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ИГРАЕТ ВАЖНУЮ РОЛЬ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ИРАНА. ОДНАКО, УЧИТЫВАЯ, ЧТО ЗАПАД НЕ БУДЕТ МЕНЯТЬ СВОЮ ПОЛИТИКУ В ОТНОШЕНИИ ИРАНА, НЕОБХОДИМЫ НОВЫЕ РЕШЕНИЯ В СФЕРЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СТРАНЫ. ПО МНЕНИЮ АВТОРА В СТРАНЕ НЕОБХОДИМО РАЗВИВАТЬ НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ПРОИЗВОДСТВА. ЧТО ДЛЯ ЭТОГО ДЕЛАЕТСЯ И КАКОВЫ ШАНСЫ ИРАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ СТАТЬ ЦЕНТРОМ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ?

THE OIL AND GAS INDUSTRY PLAYS AN IMPORTANT ROLE IN IRAN'S ENERGY INDUSTRY. HOWEVER, CONSIDERING THAT THE WEST WILL NOT CHANGE ITS POLICY WITH REGARD TO IRAN, NEW SOLUTIONS ARE NEEDED IN THE DEVELOPMENT OF THE COUNTRY'S OIL AND GAS INDUSTRY. ACCORDING TO THE AUTHOR, IT IS NECESSARY TO DEVELOP PETROCHEMICAL PRODUCTION IN THE COUNTRY. WHAT IS BEING DONE FOR THIS PURPOSE AND WHAT ARE THE CHANCES THAT IRAN WILL BECOME THE CENTER OF THE PROCESSING INDUSTRY IN THE MIDDLE EAST?

Ключевые слова: нефтяные доходы, цена на нефть, нефтехимические производства, Исламская Республика Иран, экспорт.

Момени Мани

выпускник магистратуры
факультета государственного
управления
МГУ имени М.В. Ломоносова

От цен на нефть в значительной степени зависят экономики стран, добывающих «черное золото». Существует три основных эталонных сорта нефти, которые определяют цены на нефть во всем мире – Brent¹, WTI² и Dubai Crude³.

Brent добывается в Северном море и используется рынками Европы и Азии. Данный сорт нефти является эталоном, на 70 % определяющим цены на сырье в мире. Сорт нефти WTI старше, чем Brent, и изначально был единственным эталоном. WTI добывается в США и используется в западном полушарии (США). Dubai Crude из ОАЭ получают в странах Персидского залива.

Иран добывает нефть марок Iran Light и Iran Heavy – легкие и тяжелые марки, используемые для разных потребностей. 40 % дохода Ирана зависит от нефти. В некоторые годы доля дохода составляла 50 %.

В разных странах доходы от нефти составляют разную долю. В тех странах, в которых доля доходов от нефти больше, изменение цен на нефть сильнее ударяет по экономике страны, влияет на валовый внутренний продукт (ВВП) и изменяет структуру бюджета.

Важную роль в энергетической промышленности Ирана играет нефтегазовая промышленность. В 2004 году Иран производил 5,1 % мировой нефти (3,9 млн баррелей в день), что обеспечивало доход от 25 до 30 млрд долларов. Экспорт нефти и газа стал основным источником иностранной валюты в стране. В 2006 году объем добычи нефти составлял около 18,7 % ВВП страны. Однако важность углеводородного сектора для

экономики Ирана была намного больше. Нефтяная и газовая промышленность стала важным двигателем экономического роста. [1, 2].

После 2010 г. данный тренд изменился в результате введения новых санкций в отношении иранской нефтяной промышленности и постепенного ужесточения этих санкций, вследствие чего доля иранской нефти на мировом рынке до сих пор сокращается.

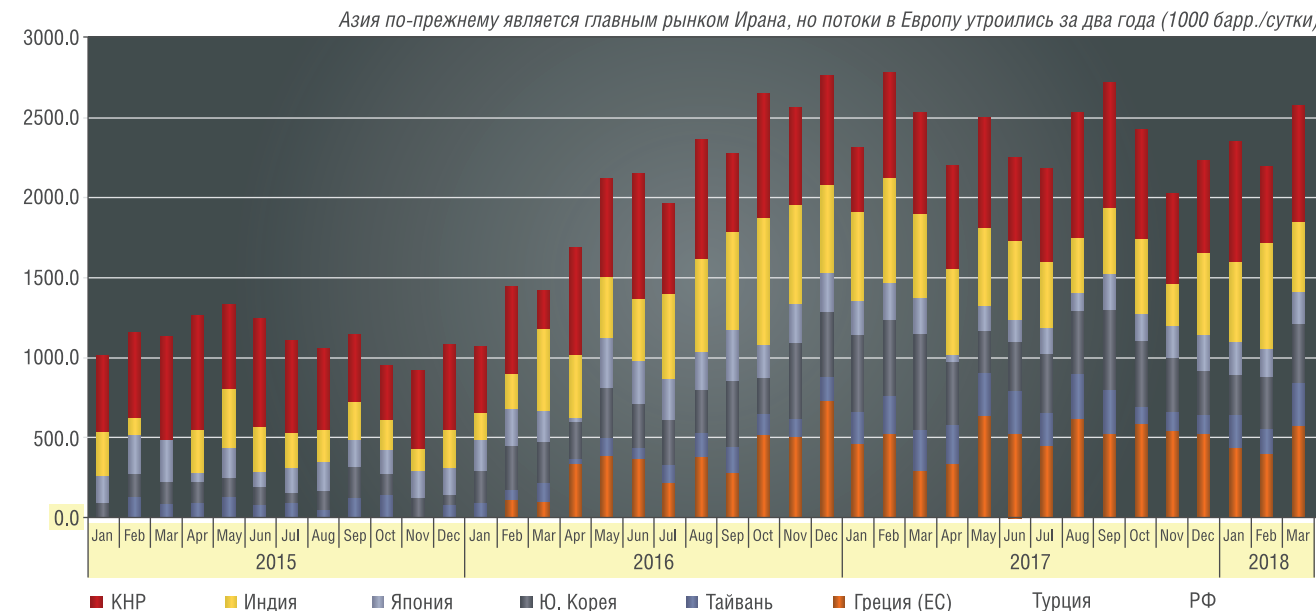
После президентских выборов в Иране в 2013 г. и ожидания снятия санкций в отношении сделки

¹ Brent (англ. Brent Crude, Brent Blend, London Brent) – эталонная марка (маркерный сорт) нефти, добываемая в Северном море.

² West Texas Intermediate (WTI) известна также как Texas light sweet – марка нефти, которая добывается в штате Техас (США).

³ Dubai Crude – маркерный сорт нефти, добываемый в Дубае и использующийся с середины 1980-х.

РИС. 1. Экспорт Иранской нефти в 8 стран мира [Мамедова Н.М., Внешнеэкономические связи Ирана в регионе, Институт востоковедения РАН, МГИМО. Москва, Россия 2019]



по ядерной программе (страны «Группы 5 + 1») Иран продолжал свой путь развития по традиции, то есть с надеждой на высокую стоимость нефти и на возможность ее экспорта. Фактически сразу после заключения договора в 2015 г. экспорт нефти увеличился, и данный период продолжался для Ирана до 2018 г. (рисунок 1).

После того как США вышли из международного договора по ядерной программе с Ираном, экспорт в очередной раз снизился, и в настоящее время нефтяной экспорт Ирана составляет не

больше 600 тыс. бар./сутки. Как показано на рисунке 2, фактические объемы экспорта нефти Ираном меньше, чем те, которые были спрогнозированы авторами в 2017 г.

В настоящее время Китай и Индия являются крупнейшими покупателями иранской нефти, однако продажи в 2018 г. уменьшились из-за санкций США (рисунок 1). Если на основе данного графика сделать аппроксимационный прогноз экспорта иранской нефти, то следует учитывать, что действия США или НАТО в отношении Ирана

могут нарушить все прогнозы, и это является доказательством того, что Ирану необходимо переходить к следующему этапу – модернизации производства в национальной экономике.

«Исламские банки и финансовые фонды являются важными источниками финансирования различных отраслей национальной экономики Ирана и в первую очередь нефтегазового сектора, являющегося ее сердцем. Как уже отмечалось, они выступают прямыми участниками именно реального производственного

РИС. 2. Добыча иранской нефти и газа и перспективы их добычи в условиях санкций

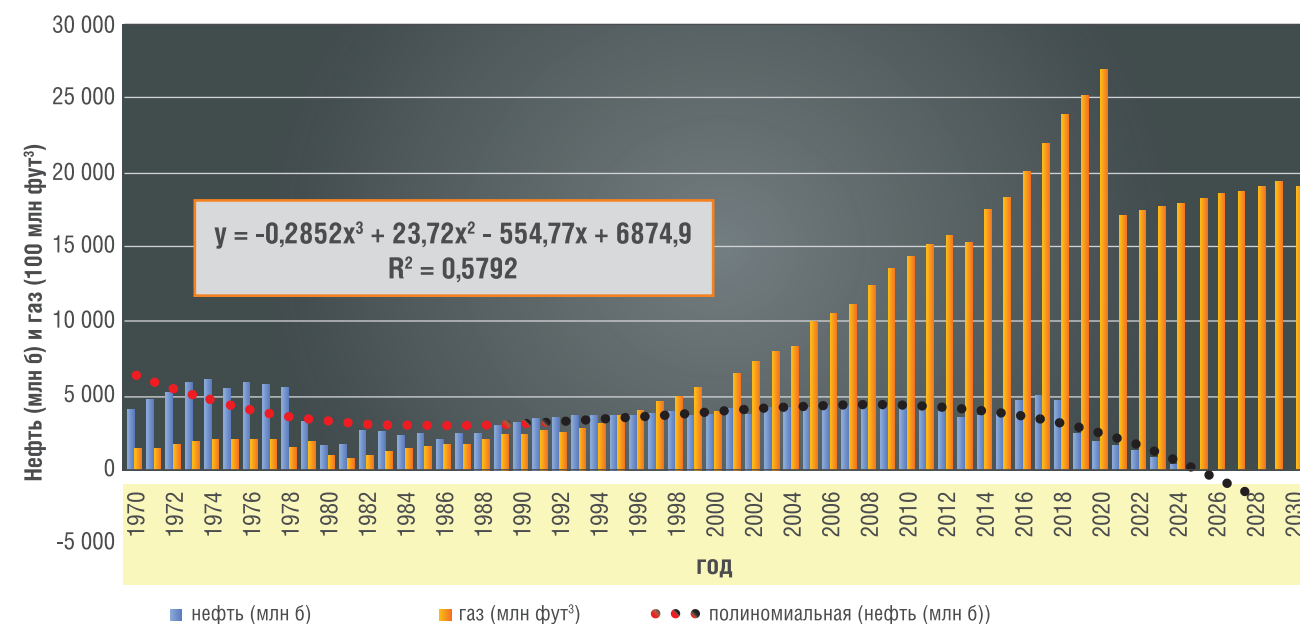
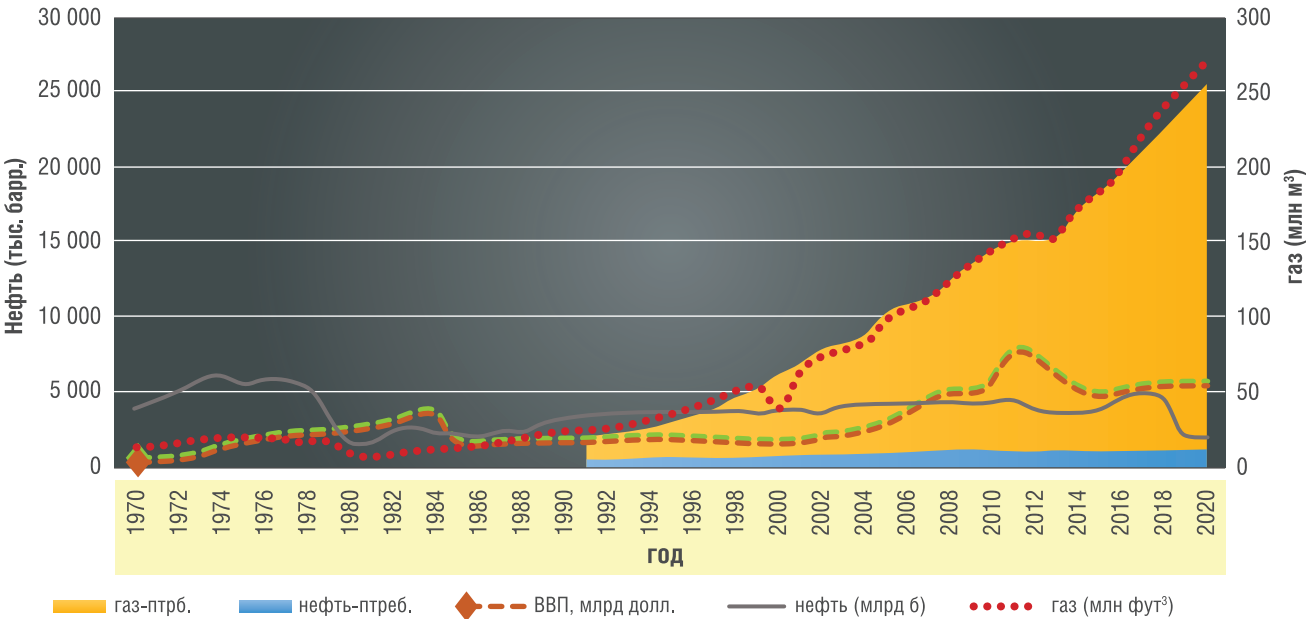


РИС. 3. Производство и потребление нефти и газа по отношению к ВВП Ирана



(а не виртуально-фиктивного) сектора экономики. С ростом потенциала банков и финансовых фондов возрастает и эффект от инвестирования их капитала в нефтегазовую и нефтехимическую промышленность Ирана» [3, 4]. Однако отметим, что инвестиции в основной капитал в нефтегазовой отрасли Ирана и валовый доход за последние годы недостаточны даже для поддержания достигнутого уровня (рисунок 4). В основном это произошло из-за экономических санкций, введенных в 2005 г., а также политической неадекватности в области управления инвестициями. Надо отметить, что «опыт стран, преодолевших последствия структурных и циклических кризисов в нефтяном комплексе, свидетельствует о том, что минимально необходимым

для начала экономического роста следует считать уровень инвестиций 30–36% от валовой продукции» [5]. С учетом того, что Запад после 40 лет санкций не будет менять свою политику в отношении Ирана, необходимы новые решения в сфере урегулирования нефтегазовой отрасли страны. Иран должен стать центром производства продуктов нефтехимии, налаживая производство переработки на Ближнем Востоке. Для этой цели необходимы не столько новейшие технологии, сколько те, которые давно существуют. Взаимодействие РФ и Ирана приводит к укреплению геополитического и стратегического партнерства, необходимого обоим странам в целях защиты от угроз, которые нарастают каждый год (Митина, Момени, 2020).

Россия в отличие от Ирана свободно экспортирует нефть. Поэтому уход Ирана с нефтяного рынка идет на пользу РФ в долгосрочной перспективе [2]. По мнению лидера Ирана «В новой экономической политике Ирана следует отметить приверженность общей концепции будущего иранской экономики, определенной духовным лидером Ирана «Аятолла Али Хаменеи», призывающим правительство уйти от зависимости от продаж сырой нефти. По мнению лидера ИРИ, страна должна достичь такого уровня развития, при котором она сможет избежать существенного ущерба при закрытии нефтяных скважин. В настоящее время Иран придерживается соответствующей программы экономики сопротивления, регулирования

РИС. 4. ВВП и инфляция в Иране до 2020 г.

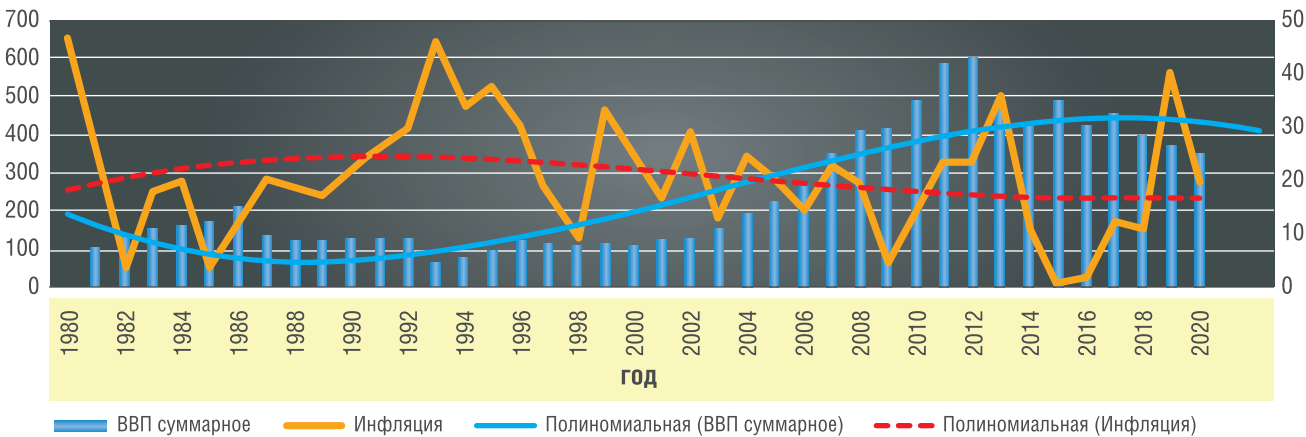


ТАБЛИЦА 1. Корреляционный анализ матрицы данных

	B	C	D	E	
B	1	0.979247	0.018403	0.927844	ВВП, млрд долл.
C		1	-0.03534	0.852149	ВВП на душу населения, \$\$
D			1	0.18303	Нефть (млн б)
E				1	Газ (млн м³)

которой осуществляет специальный штаб, разрабатывающий конкретные меры противодействия чрезвычайной ситуации, вызванной антииранскими санкциями Запада». Для того, чтобы подтвердить или опровергнуть данный тезис, мы построили матрицу данных, на которой представлены добыча и внутреннее потребление нефти и газа, а также ВВП и ВВП на душу населения Ирана. На рисунке 3 показаны добыча и потребление сырой нефти и газа по отношению к ВВП страны с 1970 по 2020 гг. включительно.

Корреляционный анализ матрицы (таблица 1) показал, что ВВП Ирана не зависит от производства нефти, но производство газа вносит существенный вклад в ВВП страны ($r = 0,9$).

С целью определения вклада производства нефти и газа в ВВП был проведен факторный анализ, показанный в таблице 2 и на рисунке 5.

Факторный анализ показал, что переменная № 4 (производство газа) входит в фактор 1, имеющий более 70% нагрузки в факторной матрице, то есть находится во взаимозависимости с ВВП Ирана и непосредственно формирует суммарный валовый внутренний продукт и ВВП на душу населения.

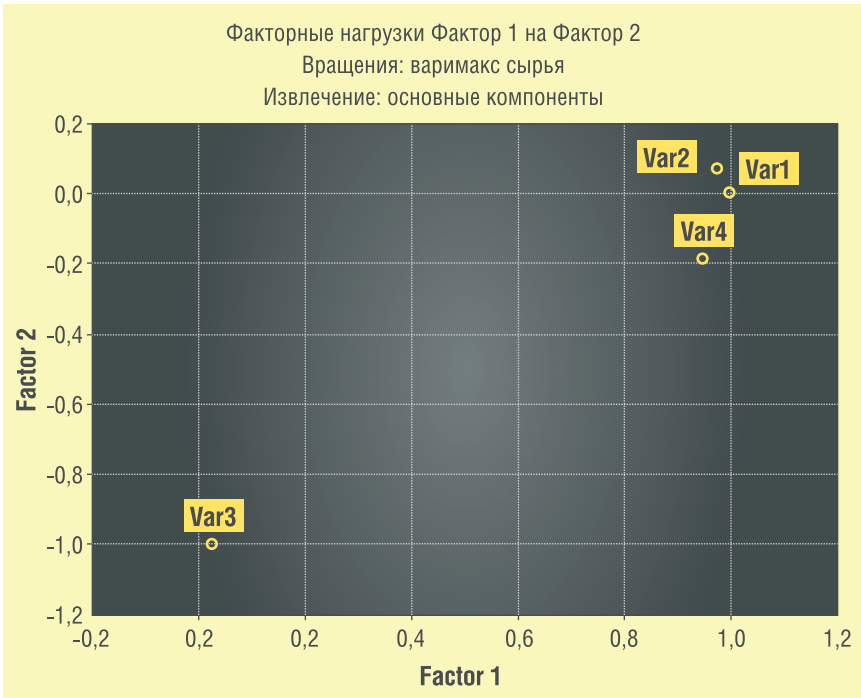
Переменная № 3 (производство нефти) не оказывает на ВВП Ирана никакого влияния, так как находится во втором факторе (26% нагрузки на факторную матрицу). Это говорит о том, что сырая нефть в Иране предназначена только для экспорта, а промышленность Ирана с использованием нефти в качестве сырья не развивается. Следовательно, высокая цена на нефть не приносит пользу иранскому бюджету и экспорт сырой нефти стал фактором торможения национальной экономики, создав ситуацию «голландской болезни» в экономике страны.

1. Считается важным понимание того, что нефтегазовый и нефтехимический комплекс во многом определяет промышленное развитие страны. По мере укрепления национального суверенитета государство расширило свое участие в добыче и переработке минеральных ресурсов. Добыча и переработка нефти сосредоточена в руках Иранской национальной нефтяной компании (ИННК).
2. В целом можно отметить, что нефтегазовая и нефтехимическая промышленность Ирана может развиваться

ТАБЛИЦА 2. Факторный анализ матрицы данных, var1 – ВВП, млрд долл., var2 – ВВП на душу населения, \$\$, var3 – добыча нефти (млн барр./сут), var4 – добыча газа (млн м³)

«Факторные нагрузки (Varimax raw) (пр-ва нефть и газ) Извлечение: основные компоненты (Отмечены нагрузки > ,700000)»			
	Переменная	Фактор 1	Фактор 2
Var1		0.997109	0.006952
Var2		0.973902	0.070708
Var3		0.022298	-0.997707
Var4		0.945833	-0.179606
Expl.Var		2.837808	1.032726
Prp.Totl		0.709452	0.258181

РИС. 5. Графическое изображение факторного анализа матрицы данных



достаточно динамично, ее производственный потенциал все время наращивается несмотря на существенное влияние экономических санкций. Однако, как было отмечено ранее, Ирану требуется снизить нерациональный экспорт сырой нефти и газа, расширить переработку сырой нефти с целью достижения устойчивого развития экономики в будущем.

3. Нефтехимические заводы Ирана предназначены для производства 60 млн тонн в год продукции, но в настоящее время выпускают меньше. Страна намерена повысить мощности до 100 млн тонн в год к концу шестой «пятилетки» экономического развития, которая заканчивается в 2025 году. Финансовая и геополитическая поддержка Китая и России могут ускорить достижение этой цели.
4. Исследованы факторы, влияющие на показатели конкурентоспособности отрасли и определена роль нефтегазовой и нефтехимической промышленности в формировании бюджета Ирана. Предложенная классификация факторов позволяет выбирать стратегии развития нефтегазовой и нефтехимической промышленности с учетом влияния внешней среды и распределения предприятий отрасли по территории страны.

5. Предлагаются направления сотрудничества Ирана и России в области экспортно-импортных операций, в сфере производства и торговли продуктами нефтепереработки и нефтехимии, а также в товарно-производственном секторе, к которому относятся обрабатывающие и производящие отрасли: текстильная, машиностроение, металлообработка, строительство и другие.
6. Назрела необходимость рассмотрения перспектив развития нефтегазовой и нефтехимической промышленности Ирана в условиях санкций и снятия санкций. Главными моментами, определяющими позицию исследователей в определении стратегических целей развития исследуемых отраслей иранской экономики, являются реализация проектов разработки гигантских месторождений нефти и газа, в частности, газового месторождения Южный Парс, углубление переработки нефти и газа, преимущественный крен в сторону развития нефтехимических производств, значительное расширение сотрудничества Ирана и России в сфере нефтегазового и нефтехимического бизнеса.
7. Статистический анализ доказал, что Ирану необходимо переходить к следующему этапу – модернизации

производства в национальной экономике, основой которой является глубокая переработка углеводородов.

Экспорт сырой нефти неперспективен для экономики ИРИ. Как неоднократно заявлял духовный лидер Ирана (Аятолла Али Хаменеи), необходимо убрать нефть из доходов бюджетной системы [6]. С другой стороны, газовая отрасль находится в лучшем состоянии, развиваясь активнее, чем было спрогнозировано в 2017 г. (рисунок 3).

Необходимо устранить признаки «голландской болезни» в экономике страны, не допустить рост расходов на модернизацию из-за повышения цены углеводорода, которая приводит к нефтяному буму в национальной экономике. В таких условиях снижается эффективность вывоза из страны других товаров, особенно товаров перерабатывающей и наукоемкой промышленности. Обрабатывающий сектор экономики теряет потребителей, так как становится неконкурентоспособным на внутреннем рынке из-за наплыва дешевой импортной продукции. Для этого необходимо разработать долгосрочный план развития и действовать в соответствии с ним. ●

Литература

1. Энергетика и иранская экономика. конгресс Соединенных Штатов. 25 июля 2006 г.
2. Митина Наталья Николаевна, Момени Мани. Стратегия развития Ирана в условиях санкций. Neftegaz.RU.
3. Гукасян Г. Л. Вопросы функционирования исламских банков с участием финансового капитала нефтеэкспортирующих стран Аравийского полуострова. – Москва. – с. 66.
4. Современное состояние и перспективы развития нефтегазовой и нефтехимической промышленности Ирана. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». Шоджаи Шахабеддин 2017 г. с. 28–29.
5. Григорьев М.Н. Экспорт нефти СЗФО: состояние и перспективы. Нефтегазовая вертикаль. № 5, 2006. – С. 24
6. Современное состояние и перспективы развития нефтегазовой и нефтехимической промышленности Ирана. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина». Шоджаи Шахабеддин 2017.

KEYWORDS: oil revenues, oil price, petrochemical production, Islamic Republic of Iran, exports.

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

Суд США: глубоководному бурению быть!

Глубоководное бурение стало предметом судебного заседания в США. В связи с тем, что президент страны Б. Обама после аварии в Мексиканском заливе ввел мораторий на бурение на шельфе новых скважин, несколько компаний поставщиков подали иск. В результате Федеральный апелляционный суд города Нью Орлеан отклонил запрет президента.

• Комментарий Neftegaz.RU

Администрация Д. Трампа поставила цель радикально увеличить добычу нефти в стране. Бюро по управлению энергией океана опубликовало проект плана сдачи в аренду участков на американском шельфе для разведки и бурения нефтегазовых скважин.

До 2024 года правительство США готово предоставить национальным энергетическим компаниям 47 участков общей площадью 4 млн км² с суммарными запасами в 90 млрд барр нефти и 319 трлн м³ газа. Под добычу углеводородов Белый дом готов отдать 90% американского шельфа.



ONGC не жалеет денег на газ

В июле 2010 г. Индийская национальная нефтегазовая корпорация ONGC намерена потратить 5 млрд долл/США на развитие девяти шельфовых месторождений газа. Это позволит увеличить газодобычу компании на 60% в течение ближайших 6 лет. До 2016 г. на этих 9 месторождениях планируется достигнуть пика добычи в 35 млн м³/сутки. В настоящий момент объем добычи газа индийской компанией составляет 61,6 млн м³/газа.

• Комментарий Neftegaz.RU

В начале 2020 г. Севморнефтегеофизика (СМНГ, дочка Росгеологии) и ONGC подписали контракт на проведение морских сейсморазведочных работ 2D и 3D на континентальном шельфе Индии. Контракт стал для «Росгеологии» крупнейшим среди зарубежных. Исследования

будут проводиться на 3 высокоперспективных участках Мумбайского нефтегазового бассейна. Для выполнения работ СМНГ задействует НИС Академик Примаков.

Европарламент предостерегает от топлива России

В июле 2010 г. Европейский парламент принял резолюцию по реализации стратегии региона Балтийского моря.



Основным пунктом документа является призыв к уменьшению зависимости от российских энергетических источников.

• Комментарий Neftegaz.RU

С момента принятия резолюции прошло 10 лет, но ничего не изменилось. Напротив, Россия упрочила свои позиции на европейском рынке, достраивает Северный поток-2 и осуществляет поставки СПГ. А с тех пор, как США начали открыто угрожать санкциями всем участникам строительства строящегося МГП, европейцы задумались: а стоит ли менять одну зависимость на другую. ●

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

В СТАТЬЕ АВТОР РАССМАТРИВАЕТ КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, С КОТОРЫМИ В XXI ВЕКЕ СТОЛКНУЛАСЬ НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ, И НАМЕЧАЕТ ОСНОВНЫЕ ПУТИ ЕЕ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ. АВТОР ОТДЕЛЬНО ОСТАНАВЛИВАЕТСЯ НА ПРОБЛЕМЕ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ. ГЛАВНЫМ ОБЪЕКТОМ НЕФТЕГАЗОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АВТОР СЧИТАЕТ ФЛЮИДОПОРОДНУЮ СИСТЕМУ – ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ, РАССМАТРИВАЕМУЮ КАК ЭМЕРДЖЕНТНОЕ СКОПЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE AUTHOR DEALS WITH THE KEY PROBLEMS WHICH THE PETROLEUM GEOLOGY ENCOUNTERED IN THE XXI CENTURY AND INDICATES THE MAIN WAYS OF ITS FURTHER DEVELOPMENT IN THE ARTICLE. THE AUTHOR PUTS A SPECIAL FOCUS ON THE PROBLEM OF RISKS AND UNCERTAINTIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. THE AUTHOR CONSIDERS THE FLUID AND ROCK SYSTEM – OIL ACCUMULATION VIEWED AS THE EMERGENT HYDROCARBON ACCUMULATION – TO BE THE MAIN OBJECT OF RESEARCH

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *генезис нефти, живая флюидодинамическая система, риски и неопределенности, реабилитационные циклы, остаточная нефть, новые технологии.*



**Запивалов
Николай Петрович**

*Институт нефтегазовой
геологии и геофизики
СО РАН,
главный научный сотрудник,
д. г.-м. н., профессор*

XXI век принес человечеству много неожиданных событий в различных сферах жизни, в том числе и в нефтегазовых делах.

В течение XIX–XX веков происходило бурное развитие по многим аспектам нефтегазовой науки и практики. К концу XX века накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей нефтяных месторождений.

В XX веке большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но некоторые противоречия сохранялись. В XXI веке противоречий стало больше. В настоящее время в мире насчитывается более 10 различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, космическую и др.

Почти все геологи в XX веке увлекались нефтематеринскими свитами. Автор и сам в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел к выводу об ограниченной применимости классической теории. Кстати, А. Леворсен в конце

прошлого века пришел к выводу, что нефтематеринские толщии никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют. Он утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. <...> нет необходимости искать особые материнские породы» [1, с. 488].

В настоящее время автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик Андрей Алексеевич Трофимук утверждал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» [2, с. 333].

Развитие нефтегазового дела стало одной из ключевых задач человечества. В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. Все государства мира в той или иной степени используют углеводородное сырье для различных целей. Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных), создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации. Нефть и газ – энергия, топливо и сырье для многих потребностей человечества.

Это убедительно подтверждается статистическими данными по динамике доказанных запасов нефти и по динамике добычи нефти в течение всего обозримого периода человеческой деятельности. По данным BP Statistical Review of World Energy 2019, доказанные запасы нефти в мире в 1998 году составляли 163, в 2008 году – 213,4, а в 2018 году – 247,1 миллиардов тонн. Из того же источника следует, что добыча нефти в мире с 1985 по 2018 год при непрерывном росте увеличилась с 2791 до 4474 млн тонн. В России добыча нефти также растет. С 1998 г. по 2018 г. она увеличилась с 304 до 563 млн тонн за год. (Вероятно, эти цифры включают нефть, добываемую российскими нефтяными компаниями за рубежом.)

Автор считает, что главным **объектом** нефтегазовых исследований является флюидопородная система – **залежь нефти** (эмерджентное скопление углеводородов) [3, 4].

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски

в прогнозе, разведке и добыче нефти, можно наглядно описать следующей условной формулой [5]:

$$P = H + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + Т_1 + Т_2 + Э + К + Ф + П,$$

где Н – фундаментальная наука;

Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент;

Г₁, Г₂, Г₃ – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме;

Т₁, Т₂ – техника и технология с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами;

Э, К – экологические факторы, природные катастрофы;

Ф – финансовые возможности;

П – политические факторы.

Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, невозможно

В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. «Мы правильно выбрали место для бурения, – сказал Ричард Брей, президент дочерней компании British Petroleum. – Просто мы опоздали на 30 миллионов лет» [6]. Это происходило в конце XX века. Естественно, были использованы все прогностические методы и технологии крупнейшей нефтяной компании – British Petroleum.

Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 года в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deepwater Horizon на месторождении Макондо (компания

British Petroleum). Это была крупная экологическая катастрофа. Нефтью было залито 75 тысяч квадратных километров [7]. Компания British Petroleum понесла убытки порядка 20 млрд долларов.

В этой связи уместно привести мнение первооткрывателя крупнейших азербайджанских месторождений А. Нариманова [8]. Он также отмечал большие риски и неопределенности в процессе поиска крупных нефтегазовых месторождений.

Многие геофизические методы безусловно требуют совершенствования. Один из ведущих геофизиков ИНГГ (Новосибирск) В.С. Могилатов заметил: «Любая геофизическая интерпретация не на 100 % достоверна. Она всегда делается с какой-то ошибкой».

В настоящее время очень большое значение приобретает геополитический фактор: отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и жесткая борьба за прибыли приводят к планетарному кризису.

Определяющим моментом в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии [9]. Мой друг Субир Раха, будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах.

Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» («The generation-migration entrapment of hydrocarbons involves innumerable variants, which leads to uncertainties and inherent risks in exploration. Geo-scientists have an important role to play in reducing these uncertainties and risks, and converting

them into profitable opportunities», Геофизическая конференция, Мумбаи, 2004) [10].

Преобладающие в настоящее время численные и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В этой связи можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными на Кольской сверхглубокой скважине. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» («*All models are wrong but some are useful*») [11]. Это же четко показал Сяо-Хуи Ву (старший консультант ExxonMobil): «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных» [12].

Автор полагает, что для получения достоверной информации необходимо натурное моделирование.

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Подробный обзор современных теорий и концепций дан в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [3].

- Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер [13].

В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории

- Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что залежь нефти является живой флюидопородной системой, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции [14]. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира,

многие нефтегазовые скопления являются молодыми [4–15].

Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, имеющую свойства фрактальных

структур. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста [16]. В процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных.

- Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) [3, 17].

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5–8 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Такое значение оптимальной депрессии установлено для многих месторождений. Формула порога возмущения нефтенасыщенной системы: $P_{пл} - P_{заб} \leq 5 \div 8 \text{ МПа}$.

- Динамика состояния флюидопородной системы определяется величиной энергетического потенциала, т. е. уровнем внутренней (свободной) энергии. Поведение системы можно оценить через объемную плотность энтропии из уравнения: $dT/dP = 1/S_V$; где S_V – объемная плотность энтропии [3, 18].

- Сверхинтенсивная (насильственная) выработка легкодоступных запасов нефти (EOR, Enhanced Oil Recovery) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений. Это особенно проявляется при применении мощных ГРП. Следует применять щадящие методы и технологии IOR (Improved Oil Recovery*), включая вибрационные методы. Природно-техногенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Многие из этих концепций нашли свое отражение в многочисленных публикациях автора в России и за рубежом.

Выводы, предложения, рекомендации и пожелания

- К настоящему моменту в результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти (EOR) запасы остаточной нефти составляют 55–70 %. Основные технологии EOR направлены на создание в системе фильтрационных каналов любой ценой (усиленный гидроразрыв и т.п.) [20]. Чтобы добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть из продуктивных пластов, требуются принципиально новые идеи и методы. Большой интерес и очевидные перспективы представляют прорывные нанотехнологии [19, 21–23].
- Чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов).

В результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти запасы остаточной нефти сегодня составляют 55–70 %

- Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах. Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского месторождения Новосибирской области Комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной Полигон [24].
- Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.
- Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы [25–27]. Следует учитывать, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Должны быть предусмотрены

методы и технологии активной реабилитации (как в медицине). Чтобы достичь эффективного и быстрого результата – восполнения активных запасов хотя бы в призабойной зоне и увеличения продуктивности скважины, нужны принципиально новые методы и технологии.

- Надо беречь и пополнять углеводородные ресурсы, т.к. они необходимы человечеству на далекую перспективу. Масштаб использования альтернативных энергетических источников (включая геотермальные) необходимо увеличивать с тем, чтобы на них приходилась основная доля энергетики.
- В нефтегазовом деле необходимы международная кооперация и глобализация. Было бы полезно принять некий международный нефтегазовый кодекс – соглашение о научных принципах в поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа.
- Современная рыночно-лицензионная система недропользования в России

является порочной. Необходимость восполнения запасов и научного исследования недр настоятельно диктует другие формы организации недропользования.

- Каждая крупная нефтяная компания должна в научных целях бурить сверхглубокие скважины (глубиной свыше 10 км) и оснащать их автономными датчиками, дающими возможность подробно изучать большие глубины.

* В статье «Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery» [19] говорится о щадящих методах добычи нефти в противоположность насильственным методам. Статья содержит практические рекомендации по внедрению новых щадящих технологий разработки месторождений (Improved oil recovery) и вызывает огромный профессиональный интерес в международной научной социальной сети ResearchGate. По состоянию на 28 июня 2020 г. статью прочитали 4247 специалистов из 83 стран мира. Также на ресурсе ResearchGate размещены многие другие публикации автора.

- Необходимо создать Министерство геологии РФ в полном профессиональном формате [28–29].

Несколько слов о перспективах Западной Сибири.

В настоящее время судьба этого главного нефтегазового региона России многим видится в быстрейшем получении большого

г. Новосибирск). Они относятся к категории Improved Oil Recovery (IOR).

В XXI веке в Западной Сибири целесообразно и необходимо добывать также остаточную (трудноизвлекаемую) нефть на крупных месторождениях с использованием уже имеющейся инфраструктуры.

В результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти запасы остаточной нефти сегодня составляют 55–70 %

добычного потенциала за счет баженовской свиты и палеозоя. Особенно большие ставки на «бажен», за счет которого уже в ближайшее время предполагается иметь 20 миллиардов тонн добычных запасов нефти. Но надо иметь в виду, что эта свита имеет небольшие толщины и очень различные свойства и параметры, определяющие очаговый характер возможной продуктивности. Во многих регионах мира от разработки подобных объектов отказываются по экологическим соображениям.

Что же касается проекта «Палеозой», то под «палеозойским фундаментом» понимается огромный и разнообразный комплекс пород (протерозой и палеозой) на разных глубинах, что предопределяет возможность нефтеобразования и нефтенасыщения в разных породах и тектонических блоках. Геолого-геофизические материалы подтверждают это [14, 30]. Глубинная петротермальная энергия способствует желательным геофлюидодинамическим процессам. Но проект «Палеозой» в Западной Сибири пока остается на этапе изучения и познания новых фактов и закономерностей [31]. В качестве перспективных объектов обозначаются гранитоидные тела и другие очаговые зоны с активной современной геофлюидодинамикой (градиентная энтропия). Надо бурить глубокие скважины (до 15 км), тщательно и терпеливо испытывать интересные объекты. В случае получения слабых притоков или вязкой (битумной) нефти рекомендуется использовать вибрационные технологии (Институт горного дела СО РАН,

Изучение глубинных слоев и понимание процессов, происходящих в недрах Земли, имеет исключительную научную ценность. наших знаний о земных глубинах катастрофически недостаточно. Изучение нашей родной планеты значительно отстает от изучения космоса! Это серьезная задача для фундаментальной науки. ●

Литература

- Леворсен А. Геология нефти и газа. Мир, Москва, 1970. Серия «Науки о земле», т. 22. – 638 с.
- А.А. Трофимук. Сорок лет бореия за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 1997. – 369 с.
- Н.П. Запывалов, И.П. Попов. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. – 198 с. ISBN 5-7692-0616-0).
- Н.П. Запывалов. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск: 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
- N. Zapivalov. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – India. – January 2019. – Vol. 28, No 3. – P. 37–46
- Интернет-ресурс «Все о нефти» <https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk-story.html>
- О. Звонова. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия // Аргументы и факты, 22.04.2014.
- Акиф Нариманов. Интервью // Азербайджанские известия, 19.09.09. <http://www.azerizv.az/news/a-2939.html>.
- Н.П. Запывалов, Ф.В. Павлов. Индия – путь к большой нефти, 1955 – 2005. – Новосибирск: Гео, 2005. – 208 с. DOI: 10.13140/2.1.4645.3762.
- N. Zapivalov. New trends in petroleum geology // DEW: the Complete Energy Journal, India. – 2005. – Vol. 15, No. 02, December. – P. 24–28.
- Box G.E.P., Draper N.R. Empirical model building and response surfaces. – New York: John Wiley & Sons, 1987. – 424 p.
- Xiao-Hui Wu. How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015. – Lecture.
- Н.П. Запывалов. Новые научные и практические аспекты нефтегазовой геологии // Palmarium Academic Publishing, 2013. – 102 с. – ISBN: 978-3-8473-9589-8.
- Н.П. Запывалов. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки

- и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – М: 2005, № 11. – С. 20–23.
- Н.П. Запывалов. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века // Георесурсы. – 2007, № 3 (22). – С.11–12.
 - Н.П. Запывалов, Г.И. Смирнов, В.И. Харитонов. Фракты и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: ГЕО, 2009. – 131 с.
 - Н.П. Запывалов. Нефтегазовая геология: парадоксы и парадигмы // Изв. вузов. Горный журнал. – Юбилейный номер по заказу Томского политехнического университета, 2012. – С. 4–6.
 - Огнев А.Ф. Теоретические, природные и экспериментальные модели нефтегазообразования и их использование в прогнозе нефтегазоносности: Тез. докл. Л.: ВНИГРИ, 1989
 - Н.П. Запывалов. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. – Казань: 2013, №3 (53). – С. 3–5.
 - N. Zapivalov. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – Editors: Alicia Knight. – Nova Publishers, Inc., New-York, 2015. – Pp.81-94. – ISBN: 978-1-63463-943-9.
 - Н.П. Запывалов. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) // Геология, поиски и освоение месторождений полезных ископаемых Беларуси: Сб. науч. трудов. Вып. 3. – Минск: Белгео, 2010. – С. 39–44.
 - N. Zapivalov. Petroleum Geology and Geophysics in the 21st Century. A compendium of scientific works published in DEW Journal over thirteen years. – Technology publications: Technical books publishers and contributors, 2014. – Editors: Mikhail Epov, Arun Kumar Singhal. – Dehradun, India. – 244 p.
 - N. Zapivalov. Petroleum geology: science and practice in the 21th century. New ideas and paradigms // International Journal of Petroleum Technology. – 2015. – Vol. 2, No. 2. – Pp. 40–44. <http://www.avantipublishers.com/international-journal-of-petroleum-technology-volume2-issue2/>
 - Н.П. Запывалов. Нефтяной полигон для образования, науки и практики // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, 2019, № 4, с. 49–56.
 - Н.П. Запывалов. Пять неотложных мер нефтедобычи в Западной Сибири // Эко: всероссийский экономический журнал. – Новосибирск: Наука, 2015, № 5. – С. 111–117.
 - Н.П. Запывалов. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. пам. ак. П. Н. Кропоткина, 20-24 мая 2002 года, г. Москва. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 330–332.
 - Н.П. Запывалов. Реабилитационные циклы – основа активного долголетия и высокой конечной нефтеотдачи нефтенасыщенных систем // Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа». – Москва: МГУ, 2015. – С. 85–87.
 - Н.П. Запывалов. Кто возродит Российскую геологию? «Президенту и дело в руки...» // Бурение и нефть. – 2002. – № 8. – С. 7–8.
 - Н.П. Запывалов. Вместе с Путиным возродить геологию! // Изв. АН Башкортостан: Отд-ние наук о земле. Геология. – 2004. – № 9. – С. 105–107.
 - N. Zapivalov. Exploring exploration: new paradigms // DEW: the Complete Energy Journal, India. – 2006. – Vol. 16, No. 02, December. – P. 40–45.
 - О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции под редакцией Н.П. Запывалова. – г. Томск. – 6, 21 июня 2018 г. Томск: Изд-во ТПУ, 2018.

KEYWORDS: *genesis of oil, a living fluid-dynamic system, risks and uncertainties, rehabilitation cycles, residual oil, novel technologies.*



САНКЦИИ США ПРОТИВ «СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2» УГРОЖАЮТ СУВЕРЕНИТЕТУ ЕВРОПЫ I Handelsblatt

Тимон Греммельс

Санкции против газопровода «Северный поток — 2» могут еще ужесточиться. В энергетической политике не может работать лозунг «Америка прежде всего», это было бы нарушением принципа правового самоопределения Европы. Законопроект об ужесточении санкций способен надолго осложнить экономические связи между Европой и США.



Под санкции подпадут более 120 компаний из 12 европейских стран. Даже немецкие государственные органы и должностные лица могут стать их мишенями.

Формально Дональд Трамп, Тед Круз и прочие опасаются, что Европа попадет в энергетическую зависимость от России. Но на это можно возразить, что Европа в последние годы значительно диверсифицировала свой импорт газа, оборудовав 35 терминалов по приему сжиженного газа, мощность которых соответствует четырем «Северным потокам-2», сегодняшняя Европа в состоянии покрыть свою потребность в газе в том числе и поставками из таких удаленных стран, как

Катар, Малайзия, Индонезия и Австралия. Грозящее ужесточение экстерриториальных санкций сплотило ряды в немецком бундестаге. Даже те фракции, которые критически относились к проекту газопровода, видят в планируемом законе покушение на суверенитет Европы.

«ПОКРАСКА БЕТОНА» ИЛИ НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ

Defence 24

Энергетическая стратегия РФ до 2035 г. лишь незначительно корректирует основные направления развития российской энергетики. Появление документа не приведет к значительным изменениям в модели ее функционирования: доминирующую позицию в энергетической сфере продолжат занимать несколько крупных игроков, пользующихся особым расположением властей. Также энергетика будет и в дальнейшем выступать инструментом внешней политики Москвы. Новую версию Энергетической стратегии РФ до 2035 года готовили беспрецедентно долго – шесть лет. Стратегическая концепция, рассчитанная на такой большой отрезок времени не может быть слишком жесткой в плане конкретных показателей. Она исходит из довольно оптимистического предположения, что средний темп экономического роста РФ в 2020–2035 годах составит от 2,3% до 3%.

Стратегия свидетельствует о планах сохранения монополии на экспорт «традиционного газа» в руках Газпрома. В Стратегии особо подчеркивается значение

нефтедобычи для российской экономики. Нефтяные лоббисты, речь идет в первую очередь о Роснефти, смогли добиться появления в документе соответствующих своим интересам положений, которые обеспечат концерну поддержку и закрепят архаическую модель развития сектора.

Документ пленяет словами «технологии», «экология», «инновация», однако, не описывает механизмов, которые бы позволили внедрить связанные с ними идеи на практике.

РОССИЙСКАЯ ЭКОНОМИКА ПРОЯВЛЯЕТ НЕОЖИДАННУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

JB PRESS
Юсуке Оцубо

Российская экономика, «закаленная» борьбой с западными санкциями, проявляет неожиданную способность.



Хотя Россию часто подвергают критике, что она «сидит на нефтяной игле», она обладает мощными производственными потенциалами, а также сформировавшимся за периоды кризисов довольно продвинутыми технологиями их преодоления.

Если посмотреть на помесечную динамику ВВП в 2020 году (в пересчете на год), то в январе – марте она составляла – 3,7%, в апреле – 12%, а в мае – 10,9%.

Однако уже в июне, как только экономическая активность в стране была частично восстановлена, по сравнению с апрелем-маем ожидается существенный прирост позитивной динамики. Она может практически свести на нет предыдущие потери.

Значительное улучшение экономической ситуации в стране в докладе президенту Путину 9 июня подтвердил Г. Греф. ●

ЕСТЬ ЛИ ОГРАНИЧЕНИЯ У БЕСЦЕХОВОГО ПРОИЗВОДСТВА?



**Фомин
Александр Николаевич**

руководитель Центра
внедрения бесцехового
производства
cvbp-af.ru

ЦЕХОВОЙ СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ПРОЧНО ОБОСНОВАЛСЯ В СОЗНАНИИ РОССИЙСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА. В ПРЕДЫДУЩИХ НОМЕРАХ NEFTEGAZ.RU РУКОВОДИТЕЛЬ ЦЕНТРА ВНЕДРЕНИЯ БЕСЦЕХОВОГО ПРОИЗВОДСТВА АЛЕКСАНДР ФОМИН ИЗЛОЖИЛ ОСНОВНЫЕ ИДЕИ, ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА БЕСЦЕХОВОГО ПРОИЗВОДСТВА. ПРОДОЛЖАЯ РАЗГОВОР О НОВОЙ ФОРМЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА, АВТОР РАССМАТРИВАЕТ РЯД ВОПРОСОВ, КАСАЮЩИХСЯ ОГРАНИЧЕНИЙ БЕСЦЕХОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

THE PLANT WAY OF ENTERPRISE MANAGEMENT HAS SETTLED DOWN IN THE CONSCIOUSNESS OF THE RUSSIAN MANAGEMENT. ALEKSANDR FOMIN, THE HEAD OF THE CENTER OF PLANTLESS PRODUCTION IMPLEMENTATION, HAS TOLD ABOUT THE PLANTLESS PRODUCTION STRUCTURE, ITS MAIN SPECIAL CHARACTERISTICS AND ADVANTAGES IN THE PREVIOUS ISSUES OF NEFTEGAZ.RU. IN CONTINUATION OF THE TALK ABOUT THE NEW FORM OF LABOUR ORGANIZATION THE AUTHOR CONSIDERS A RANGE OF QUESTIONS REGARDING THE LIMITATIONS OF THE PLANTLESS PRODUCTION

Ключевые слова: бесцеховое производство, управление предприятием, повышение производительности труда, бизнес-ориентированное производство, индустрия 4.0.

Бесцеховая структура управления (далее – БСУ), основные идеи и преимущества которой были изложены в двух предыдущих статьях автора¹, постепенно входит в повседневную реальность российских производственных предприятий. В частности, несколько российских энергетических компаний внедрились бесцеховое производство, что позволило им выйти в лидеры по коэффициенту использования человеческих ресурсов и производительности труда². Другие компании и предприятия пока присматриваются к этой системе управления, опасаясь сделать решительный шаг. Эти опасения естественны и связаны с новизной и необычностью БСУ для вековых цеховых традиций производственного управления в российской экономике. Цеховой способ управления предприятиями настолько глубоко и прочно обосновался в сознании отечественного менеджмента, что стал восприниматься как некий несменяемый отечественный бренд, четко и однозначно отличающий нас от остального, прежде всего, западного мира. Поэтому первый «рубеж обороны» от назревших реформ системы управления производством имеет своеобразный «идейный» базис и сводится к таким аргументам, как: «зачем нам менять привычное цеховое

управление в угоду Западу?» и «как же при таких недостатках цехового производства до сих пор существуют и работают отечественные предприятия?». Примечательно, что аргументы такого рода мне поступали не от действующих специалистов компаний, а от заслуженных производственников и представителей научного сообщества. Ответы на эти и другие аргументы против внедрения БСУ на отечественных предприятиях и составляют содержание данной статьи.

? Что означает «собственная гордость» по отношению к бизнес-ориентированному производству?

Производство в рыночных условиях не опирается на идеологические принципы, характерные для борьбы социализма и капитализма в прошлом веке. Для конкурентной производственной среды не важны оценки в рамках дилеммы «наше – чужое» с добавлением моральных критериев «наше – хорошее», «чужое – плохое».

Здесь работает один безусловный критерий: «успешный – неуспешный», т.е. конкурентоспособный, высокопроизводительный или неконкурентоспособный, малопроизводительный.

Рыночные условия не предполагают «железного занавеса», прикрывающего неконкурентные предприятия, поэтому успешные предприятия развиваются и процветают, неуспешные банкротятся или меняют владельцев. Этот рыночный механизм заставляет предприятия искать и внедрять любые инструменты повышения конкурентоспособности, независимо от источника их происхождения. Более того, конкурентная среда стимулирует предприятия к наиболее быстрому внедрению различных новаций, принуждает преодолевать излишнюю мнительность и принимать в расчет разумные, просчитанные риски. Вот именно такой подход к управлению предприятием соответствует духу времени, именно он формирует основу современного понимания «собственной гордости» персонала отечественных предприятий, а отнюдь не утратившие значение идеологические штампы.

Отечественная нефтехимия действительно существует и работает в условиях цеховой организации. Но ресурс этой системы управления уже давно

выработан, она программирует отсталость предприятий и принуждающие механизмы рыночной конкуренции и государственных требований к обеспечению роста производительности труда неизбежно ведут к ее вытеснению бесцеховым производством. Результаты этого процесса для различных предприятий будут зависеть от того, когда начнутся преобразования, какими будут полнота и качество проведенных реформ.

? Как осуществляется индустриализация 4.0 в условиях бесцехового производства?

Существует мнение оппонентов о том, что логическая связь БСУ с индустриализацией 4.0 «весьма спорна». Предполагается, что процесс цифровизации производства и активное внедрение интеллектуальных систем не зависят от организационно-структурного построения предприятия. Я же утверждаю обратное и настаиваю на том, что бесцеховая структура – это не просто передовой метод управления, а вторая, еще практически не задействованная у нас половина четвертой, интеллектуальной революции в организации производства. Это утверждение основывается на тех следствиях, которые вытекают из принципиально иного способа организации персонала в БСУ,

в отличие от цеховой структуры. Я давно заметил, что именно этот ключевой момент плохо или совсем не понимается критиками.

Фрагментация, расчленение единого потока производства на отдельные составные части в виде цехов заменяется управлением сквозными процессами, воссоединяющими все технологические переделы в целостную, неразрывную линию. Это позволяет избежать потерь времени и нервной энергии на согласование несовпадающих позиций цехов по многим производственным вопросам, обеспечить высокую степень исполнительской дисциплины и прозрачности, «обозреваемости» управленческого механизма в целом, что, помимо прочего, обеспечивает качественный рост технологической безопасности производственных процессов.

Управление всеми видами оборудования осуществляется из единого центра в виде специализированной службы, объединяющей всех операторов. Каждая рабочая смена предприятия включает в себя операторов всех технологических переделов, сгруппированных по видам обслуживаемого оборудования, возглавляемая начальником смены, несущим всю полноту ответственности за правильную эксплуатацию оборудования, вверенного персоналу смены. Работоспособное состояние оборудования обеспечивает централизованная служба инженеров-владельцев оборудования, каждый из которых персонально отвечает за конкретно обозначенный для него перечень подконтрольной техники. Объединение инженерного персонала предприятия в единый коллектив, преодоление административного разделения инженеров по цехам позволяет создать мощный и

многопрофильный инженерный центр, которому по плечу решение самых сложных задач. Техобслуживание и ремонт осуществляет объединенная служба, выполняющая функцию подрядчика для службы владельцев оборудования, формирующих для ремонтников планы работ и контролирующих качество их исполнения. Наконец, централизованное планирование и координацию деятельности производственно-технического блока предприятия выполняет соответствующая объединенная служба.

Создание управленческого механизма, работающего по принципу «бесцеховой машины», во многом «автоматически» решает фундаментальную задачу роста производительности труда. Во-первых, это достигается формированием принципиально новой нормативной базы предприятия, определяющей деятельность централизованных служб. В положениях о подразделениях и должностных инструкциях руководителей и специалистов закрепляются нормативы, конкретизирующие функции и ответственность за выделенный участок работы. Такой подход к каждой должности позволяет выявить значительные резервы избыточных должностных позиций на всех уровнях организации и уже на этой основе повысить производительность.

Во-вторых, бесцеховое управление предполагает рациональное, равномерное распределение ответственности по вертикали управления – от руководителя до исполнителя. Здесь нет чрезмерной концентрации прав и ответственности, характерных для цеховой структуры и олицетворяемых техдиректором и начальником цеха. В бесцеховой структуре происходит плавное распределение прав и ответственности по «этажам» управленческой власти, что повышает статус линейных руководителей (начальников смен и руководителей направлений), но при этом требует соответствующего уровня их квалификации. Служба владельцев оборудования, а также планирования и координации – мозговые центры предприятия, генераторы его прогресса. Инженерно-технический персонал этих служб – профессионалы высокого класса и топ-менеджменту

¹ Neftegaz.RU, № 3, 2020 г.

² Neftegaz.RU, № 3.5, 2020 г.

необходимо иметь уровень подготовки не ниже специалистов этих служб. Возрастает значимость ротации должностей по вертикали управления, конкуренция знаний и опыта. Топ-менеджеры предприятия должны быть «в теме» текущей проблематики деятельности служб для принятия обоснованных решений, а инженерно-технический персонал должен быть хорошо осведомлен о стратегии и тактике руководства и сознательно поддерживать его в сложных условиях. Такая конструкция командной работы высшего, среднего и линейного менеджмента в условиях бесцеховой структуры управления порождает особую креативную атмосферу, в которой проблематика роста производительности труда посредством внедрения цифровизации, интеллектуальных систем и инструментов «бережливого производства» получает наиболее эффективные решения.

Препятствуют ли внедрению БСУ различия в организации производственных отношений на отечественных и зарубежных предприятиях нефтехимии и нефтепереработки?

Среди сторонников цеховой структуры существует устойчивое мнение, что главное отличие наших нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий от зарубежных заключается в практически полном отсутствии у нас сервисного сопровождения оборудования заводами-изготовителями в период его эксплуатации. Такое положение якобы не позволяет передавать оборудование на подрядный ремонт. Из этого делается вывод, что перевод отечественной нефтехимии и нефтепереработки на полный ремонтный аутсорсинг невозможен, а значит невозможен или нецелесообразен и переход предприятий на бесцеховое управление, которое, как они полагают, немыслимо без аутсорсинга в их интерпретации. Стоит отметить интересный факт: многие критики БСУ вместо внимательного и глубоко анализа принципов бесцехового производства в их соотношении с принципами цехового производства обращают внимание на один из наиболее очевидных инструментов бесцехового управления –

аутсорсинг ремонтных функций. При этом упускаются из вида два существенных момента. Первый – аутсорсинг в бесцеховом производстве не сводится к ремонтным работам, а имеет гораздо более широкое значение, нацеленное на изменение всей структуры предприятия, а не только производственно-технического блока³. Второе – аутсорсинг ремонтных функций в БСУ не обязательно означает передачу ремонтных работ на предприятию внешнему подрядчику. Принципиально здесь другое – ремонтные работы на предприятии выполняются по заявкам службы владельцев оборудования и контролируются этой службой. При этом ремонтный персонал сводится в отдельную централизованную службу, находящуюся в структуре предприятия, – если это обусловлено отсутствием ремонтных подразделений необходимой квалификации на внешнем рынке услуг.

Либо – при наличии удовлетворительного рынка внешних ремонтных услуг – задачи по ремонтам, поставленные службой владельцев оборудования предприятия, выполняются внешним подрядным персоналом на основе договорных отношений.

Таким образом, отсутствие сервисного обслуживания оборудования никак не связано с внедрением бесцехового управления на отечественных предприятиях – оно связано лишь в разными формами и объемами вовлечения ремонтного персонала в процесс обеспечения работоспособности оборудования. Понятно, что при наличии сервисного обслуживания привлечение собственного или привлеченного ремонтного персонала используется в меньшей мере, а качество обслуживания – выше. Однако в любом случае ключевая роль в определении и планировании работ по ремонту и техобслуживанию, в контроле их качества в условиях бесцехового производства принадлежит службе владельцев оборудования производственно-технического блока предприятия. Возможно, уже в обозримом будущем под давлением конкуренции и необходимости постоянного подъема производительности труда, нефтехимическим и нефтеперерабатывающим предприятиям удастся наладить систему сервисного обслуживания

оборудования от предприятий-поставщиков и организационно-интеллектуальные ресурсы БСУ способны сыграть значительную роль в этом сложном процессе.

Является ли цех «автономным хозяйством»?

Один из уважаемых оппонентов оспорил мой тезис о том, что цех является автономным хозяйством, совмещающим в себе функции управления оборудованием, обеспечения его работоспособности, планирования и координации работ, ремонта оборудования. Суть возражения в том, что цех задействован в общей цепочке создания ценностей для потребителя и поэтому не может быть автономным. Здесь следует напомнить смысл понятия «автономия» – это не полная самостоятельность, а относительная – именно по тем функциям, которые перечислены выше. Эти функции прямо зафиксированы в положении о цехе. Выполнение цехом всех указанных функций позволяет рассматривать его как относительно самостоятельную производственную единицу на выделенном ему технологическом переделе, например, первичная переработка нефти, вторичная переработка, ароматика и т.д. При этом неважно, что на различных предприятиях эти цеха могут комбинироваться, иметь другие названия (например, на Омском нефтезаводе процесс переработки нефти фрагментирован не цехами, а производствами).

Однако это не меняет сути дела – конкретная практика выполнения комплексных функций цеха в значительной мере зависит от субъективных характеристик начальника цеха, а не от формальных тезисов промышленной политики предприятия. Именно в этом заключается подлинная автономия цеха, порождающая неустраняемые различия между цехами в области сложившихся практик управления вверенным оборудованием, в организации и качестве проводимых ремонтов, в планировании и координации работ. Поэтому взаимосвязь цехов в процессе движения производимого продукта через

технологические переделы вовсе не означает отсутствия их автономности – она лишь маскирует реальную фрагментарность единого производственного процесса. Бесцеховое производство устраняет эту фрагментарность, развязывает узел функций цеха, выводит каждую из функций в самостоятельную, сквозную горизонталь управления. Это позволяет трансформировать положения промышленной политики предприятия из формальных лозунгов в практическую деятельность каждой из служб БСУ за счет централизованного управления и контроля сквозного процесса производства по воссоединенным в единую линию технологическим переделам.

Возможна ли жизнь без начальника?

Внедрение бесцехового производства осуществляется по методике, созданной на основе практического опыта реформирования предприятий непрерывного цикла производства⁴. Методика описывает различные этапы внедрения БСУ – от принятия решения об открытии проекта до полного перехода предприятия на новую структуру управления. Как показал опыт этой работы, одно из наиболее трудных для понимания положение бесцеховой концепции управления – отказ от самого принципа цехового или объектового деления производственного процесса. Естественно, что в этом случае закрывается и сам институт начальников цехов – автономных производственных объектов. Вот на этой почве у некоторых руководителей и возникает своеобразная «папическая атака» – как может жить предприятие без начальника объекта, концентрирующего у себя все нити управления вверенным хозяйством: зданиями и сооружениями, оборудованием, персоналом и несущим за это хозяйство полную ответственность? Безусловно, вопрос об ответственности за объект – главный в этих сомнениях. Принцип единоначалия широко представлен в общественном сознании – от политики и экономики до семейных отношений. Он проверен временем и не вызывает сомнений в своей правомерности. Однако на отечественных производственных предприятиях этот принцип до недавнего времени применялся исключительно к

объектам управления – цехам, составляющим в своей совокупности мозаичную картину единого процесса производства продукта.

Бесцеховая структура в корне меняет эту привычную схему – единоначалие применяется не к управлению объектами-цехами, а к управлению сквозными горизонтальными процессами создания потребительского продукта. Иначе говоря, стандартный функционал цеха разделяется на 4 составляющих, представленных службами бесцеховой структуры. Вместо начальников цехов появляются руководители централизованных служб, на смену ответственности за автономный объект как составную часть процесса, приходит ответственность за единый процесс, объединяющий все технологические переделы по конкретным функциональным направлениям.

В новой системе управления бывший цех работает без привычного начальника: оборудование управляется операторами под руководством начальника дежурной смены, инженеры службы владельцев оборудования обеспечивают работоспособность техники, зданий и сооружений с привлечением необходимых ресурсов ремонтной службы, планирование и координацию работ на этом участке технологического процесса ведут специалисты соответствующей централизованной службы.

Таким образом, бывший цех живет без начальника – благодаря согласованному исполнению своих функций службами БСУ, каждая из которых управляет собственным сквозным производственным процессом, не пересекающимся с другими и не дублирующими их.

Время действовать

Подводя итоги краткому обзору наиболее существенных критических замечаний по поводу возможности и целесообразности внедрения бесцехового производства на российских производственных предприятиях, скажу следующее: у этой системы управления нет никаких содержательных, смысловых и нормативно-правовых ограничителей. Все обнаруженные в опыте ограничители имеют социально-психологический характер, которые вполне

преодолимы при правильной организации проекта.

Хотелось бы довести до читателя простую мысль: бесцеховая структура – это технологическая платформа управления нового поколения, поэтому только на ее основе возможна полноценная конкуренция по производительности и общей экономической эффективности производства с лучшими компаниями мира. Эта платформа создает новое качество развития предприятия, раскрывает его горизонты. Поэтому разнообразные варианты совершенствования цеховой структуры, чем занимаются многие предприятия – тупиковый путь. В этой связи мне вспоминается разговор с директором одного из крупных российских предприятий. Когда я сказал, что БСУ обеспечивает как минимум 10% роста производительности уже на первом этапе ее эксплуатации, он ответил, что 10% – это слишком мелко для масштабов его производства, поэтому не стоит с этим связываться. Аналогичное мнение я получил от одного заслуженного профессора, который заметил, что 10% роста производительности – это слишком мало, «нам нужен рост в разы». Что тут сказать? Политика «большого скачка» оказалась утопией даже у китайцев с их феноменальной целеустремленностью и дисциплиной. Единственно реальный для нас путь – оставить пустые надежды на чудо и обеспечить постепенное, системное движение к максимальной эффективности производств на стратегически верно выбранной технологической базе управления предприятиями. При этом потребуются воля и терпение на отладку и обкатку «бесцеховой машины», чтобы получить от нее максимальный эффект по всем производственно-экономическим критериям.

Детальный анализ бесцеховой структуры управления изложен в книгах автора, представленных на сайте cvbp-af.ru и в научной электронной библиотеке России elibrary.ru. ●

KEYWORDS: *process production, enterprise management, productivity improvement, business-oriented production, industry 4.0.*

⁴ А.Н. Фомин. «Бесцеховая революция. Опыт внедрения бесцеховой структуры управления на водоканалах России». М.: Эдитус, 2019, с. 55–57.



Четвертая Лизинговая конференция
Стратегии лидеров



М. Жаров



Участница конференции
Авиатопливо-2020



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



Участники заседания
Комиссии РСПП



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



W. Harwood



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



Участник конференции
Авиатопливо-2020



В. Малев



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



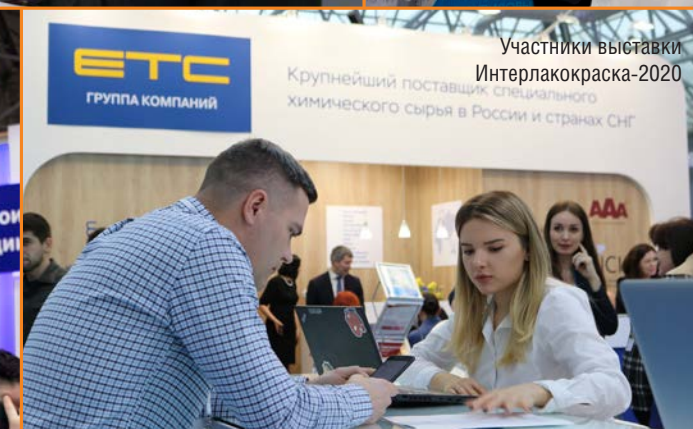
Участница выставки
Интерлакокраска-2020



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



Стенд компании
Bina Group на выставке
Интерлакокраска-2020



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



Студенты РГУ нефти
и газа им. И.М. Губкина



Участники выставки
Интерлакокраска-2020



В. Цибукова



Участник выставки
Интерлакокраска-2020



Посетители выставки
Интерлакокраска-2020



Стенд компании
Wagner на выставке
Интерлакокраска-2020

УСТРОЙСТВО ЭЖЕКТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН УЭГИС-2

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.1 Геологоразведочное оборудование

Эжекторные устройства УЭГИС-2 предназначены для освоения и проведения технологических операций в скважинах при регулируемом забойном давлении:

- снижение забойного давления и вызов притока из пласта;
- воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами;
- перфорацию при депрессии на пласты малогабаритными перфораторами;
- кислотные обработки в динамическом (пульсирующем) режиме;
- воздействие на пласты ультразвуком или другими физическими полями;
- геофизические исследования в режиме заданных значений депрессии;
- гидродинамические исследования в установившемся и неустойчивом режиме.

Устройства состоят из корпуса и набора вставок (герметизирующего узла, депрессионной вставки, вставки КВД, блокирующей вставки).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Максимальное количество струйных насосов	2
Внешний диаметр, мм	115
Несущие трубы	НКТ 73
Элемент, определяющий прочность корпуса	резьба НКТ 73
Диаметр проходного канала, мм	51
Максимальный диаметр спускаемых через НКТ вставок, мм	56,5
Средний расход рабочей жидкости, л/с	4
Максимальный откачиваемый дебит, м³/сут.	400
Максимальная глубина спуска, м	4000

Преимущества

- рабочий агент (техническая вода) исключает возникновение газовоздушных смесей в скважине;
- позволяют в течении 2–3 минут установить требуемое забойное давление и поддерживать его в течение необходимого времени;
- конструкция позволяет в процессе освоения проводить исследования

или воздействия на пласты малогабаритными приборами, перфораторами и т.д.;

- снижение давления происходит только в подпакерном интервале, по остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление, что полностью исключает возможность выброса или повреждения обсадной колонны. ●

АСИНХРОННЫЕ ПОГРУЖНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.3 Электрооборудование буровых установок

Асинхронные погружные электродвигатели – это наиболее широко используемый тип двигателей для привода электроцентробежных насосов. Несмотря на то, что они не способны развивать высокие обороты, как двигатели на постоянных магнитах (вентильные), они доказали свою надежность в ходе эксплуатации, обладают меньшей себестоимостью и трудоемкостью изготовления. Стандартные асинхронные двигатели просты в эксплуатации и доступны в широком диапазоне типоразмеров по мощности, габариту и исполнению.

Область применения

Применяются в качестве привода центробежных насосов, применяемых для откачки пластовой жидкости.

Возможности

Выпускаются в габаритах от 96 мм до 185 мм.

Номинальная мощность в диапазоне от 16 до 650 кВт.



Наружный диаметр двигателя	Номинальная мощность		
	1 секция	2 секция	3 секция
96 мм 3.78 дюйма	16 – 32 кВт (@50Гц)	45 – 56 кВт (@50Гц)	70 – 100 кВт (@50Гц)
103 мм 4.06 дюйма	16 – 90 кВт (@50Гц)	63 – 160 кВт (@50Гц)	140 – 250 кВт (@50Гц)
117 мм 4.60 дюйма	12 – 125 кВт (@50Гц)	90 – 250 кВт (@50Гц)	270 – 400 кВт (@50Гц)
130 мм 5.12 дюйма	22 – 140 кВт (@50Гц)	160 – 300 кВт (@50Гц)	350 – 560 кВт (@50Гц)
143 мм 5.62 дюйма	63 – 220 кВт (@50Гц)	260 – 440 кВт (@50Гц)	555 кВт (@50Гц)
185 мм 7.44 дюйма	100 – 400 кВт (@50Гц)	345 – 650 кВт (@50Гц)	

Особенности

Широкая линейка типоразмеров по мощности и габариту.

Применение компаундированного статора позволяет добиться

полной герметизации обмоток, устранить перегрев, увеличить сопротивление изоляции в 10 раз.

Фильтр для масла в основании двигателя позволяет продлить срок безотказной эксплуатации. ●

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее



Предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	интерактивный
Выходная мощность	1500 ВА / 1050 Вт
Форма выходного сигнала	синусоида
Макс. поглощаемая энергия импульса	405 Дж
Количество выходных разъемов питания	2 (из них с питанием от батарей - 2)
Тип выходных разъемов питания	СЕЕ 7 (евророзетка)
Вход / Выход	
На входе	1-фазное напряжение
На выходе	1-фазное напряжение
Входное напряжение	140 – 280 В
Входная частота	50 – 60 Гц
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	± 5 %
Выходная частота	49 – 61 Гц
Управление	
USB	Функциональность
Отображение информации	ЖК-экран
Звуковая сигнализация	есть
Батарея	
Возможность замены батарей	есть
Подключение дополнительных батарей	есть
Защита	
Защита от перегрузки	есть
Защита от высоковольтных импульсов	есть
Фильтрация помех	есть
Защита от короткого замыкания	есть
Дополнительная информация	
Уровень шума	45 дБ
Габариты (ШхВхГ)	130 x 200 x 412 мм
Вес	12,2 кг
Особенности	автоматическая регулировка напряжения (AVR)

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9 Датчики прочие



Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
точность синхронизации времени	50 мкс
диапазон входного напряжения питания	18...36 VDC
диапазон рабочих температур	-40 ... +60°C

- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 12,9 x 101 x 109 мм;
- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	до 10000
Давление, атм	до 30
Точка росы, °С	-70
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	-50 ... +40 -60 ... +50
Время выхода на рабочий режим	не более 10 мин.

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100 %-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200 %-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. ●

УСТАНОВКИ АЗОТНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2 Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Установки азотного пожаротушения – это оборудование, относящееся к классу специального. Оно позволяет уменьшить поток воздуха в пространство и заполняет его инертным газом – азотом.

Заполненное азотом помещение становится пожаробезопасным, так как процент содержания кислорода в среде снижается до критического уровня и горение прекращается, ведь в помещении, в котором содержание кислорода достигает менее 10% горение невозможно.

В случае возгорания происходит автоматическая подача азота в объем, где возник пожар. Это обеспечивает быстрое и надежное тушение пожара без причинения какого-либо ущерба оборудованию и персоналу.

Основным оборудованием для выработки инертного

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Параметры азота на выходе из установки: чистота азота, % объемный выход газовой смеси, нм³/ч* давление, изб., атм точка росы, °С	95 – 99,9 10 – 1000 5 – 22 -40 ... -60
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	-50 ... +40 -60 ... +50
Время выхода на рабочий режим не более, мин	10
Ресурс работы мембранных модулей, тыс. часов	130 – 180

газа являются установки азотного пожаротушения. Оно является оборудованием для эффективной борьбы с очагами возгорания и пожарами.

Конструкция азотной установки пожаротушения также позволяет использовать вырабатываемый азот для продувки технологических

объемов, при этом происходит его автоматическое восполнение.

Азотное пожаротушение имеет ряд объективных преимуществ, которые связаны с простотой установки, легкостью обслуживания и ее высокой экономической эффективностью. ●



Д. Якобашвили

«Может быть, мое поколение, не будет свидетелями того, что нефтянка совершенно забудется, но наши дети увидят совершенно другой мир»



Ю. Шафраник

«Главная задача российских нефтяных компаний – не снижать инвестиционные программы»



Д. Шахин

«Новые санкции против «Северного потока-2» важны, чтобы Россия не смогла распространить свое пагубное влияние на Европу»



Д. Браун

«Мы разработали технологии, серьезно снижающие выброс CO₂, но они стоили слишком дорого, и внедрить их не удалось»



Л. Хелмс

«Мы смогли закрыть тысячи скважин с минимальными затратами времени и усилий. И мы можем вернуть их к работе с минимальными затратами времени и усилий»



Р. Дадли

«Эпоха нефти по \$100 за баррель прошла»



Г. Шредер

«Нужно использовать парламентскую дискуссию с конгрессом США, чтобы вырвать особо ядовитые зубы из нового санкционного законопроекта»



А. Силуанов

«Есть несколько сценариев развития ситуации в экономике РФ, все они не очень оптимистичные»



А. Чубайс

«Оппоненты говорят: все встанет на свои места в ценах на нефть. Нет. Мой ответ нет»

Нефтегазовый форум инноваций и инвестиций

12–13 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2020

Разделы выставки:

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

Организаторы:

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

Телефон/факс:
+7 (383) 335-63-50

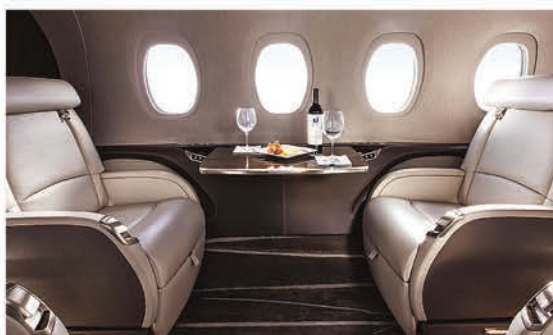


E-mail: vk ses@yandex.ru
www.ses.net.ru



БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ

CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7



CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9



CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10



CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9



CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9



CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12



CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12



CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12



CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов

cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru



EASTUNION
Business Aviation

