



ВТОРИЧНОЕ
ЗАКАНЧИВАНИЕ
С АУКП

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ
ИССЛЕДОВАНИЕ
СКВАЖИН

ТРЕНДЫ
В ГЕОНАВИГАЦИИ

Нефтегаз.RU

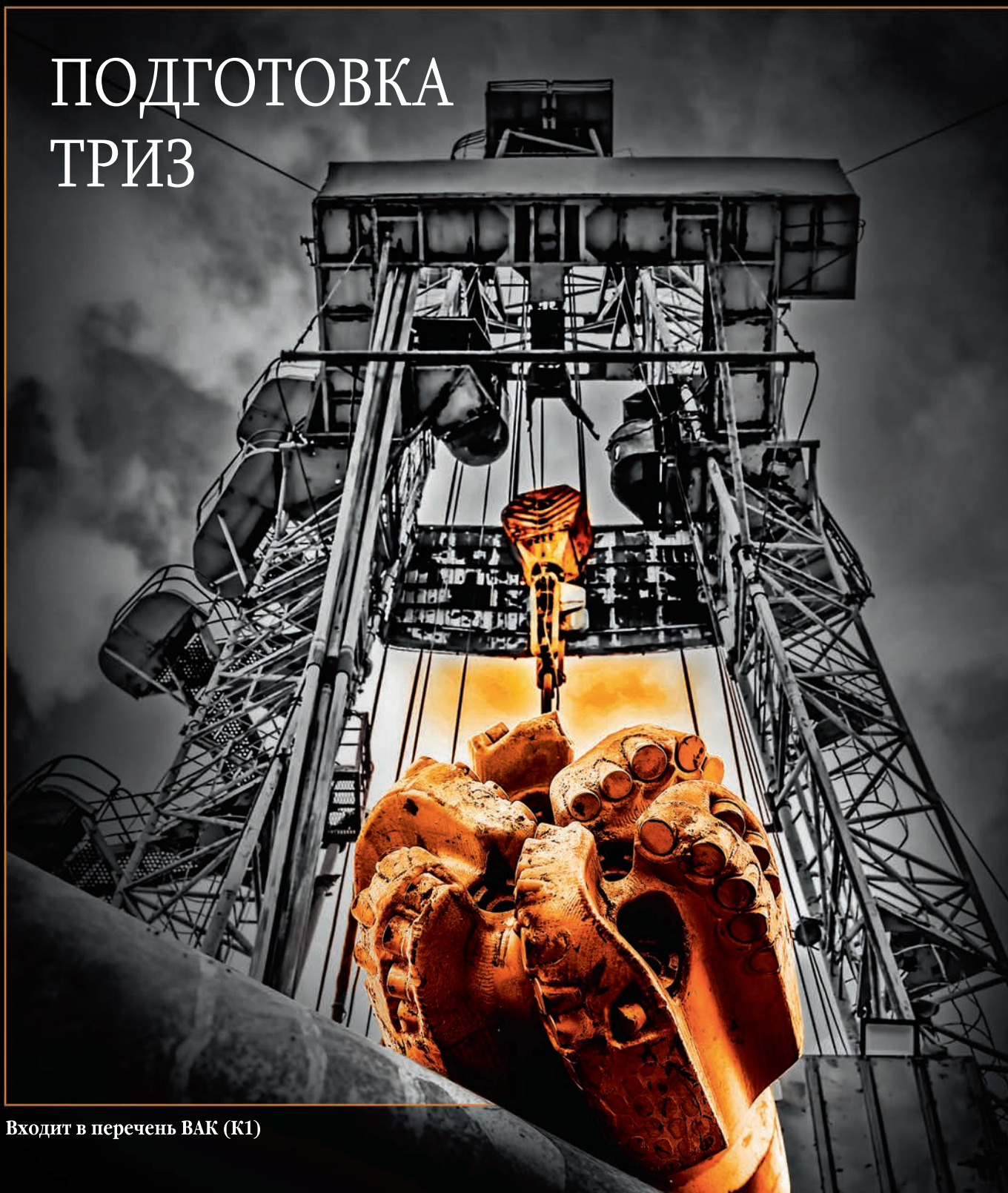
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [169] 2025

ПОДГОТОВКА ТРИЗ



Входит в перечень ВАК (К1)

16+ реклама



- ОФИСЫ В НОВЫХ ДЕЛОВЫХ ЛОКАЦИЯХ МОСКВЫ
- ИНВЕСТИЦИОННЫЕ УСЛОВИЯ НА СТАРТЕ ПРОДАЖ
- РАЗНООБРАЗНЫЕ ФОРМАТЫ ОФИСОВ ПОД ОСОБЕННОСТИ ВАШЕГО БИЗНЕСА
- ГИБКИЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

WORKPLACE

СТАРТ ПРОДАЖ ОФИСОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

8 ДЕЛОВЫХ ПРОСТРАНСТВ
В МОСКВЕ



FORMA

РЕКЛАМОДАТЕЛЬ ООО «ФОРМА». ИНН 7729604691.
ПОДРОБНЕЕ НА САЙТЕ [WORKPLACE.FORMA.RU](https://workplace.forma.ru)

Выгодные условия на старте продаж.
Подробности на сайте
workplace.forma.ru





ДКС — ведущий производитель оцинкованных кабеленесущих систем методом погружения

Гарантированный
срок службы
более 20 лет



Без острых
краёв
и заплывов

Компания ДКС ежегодно обеспечивает крупнейшие проекты России значительными объемами кабельных металлоконструкций.



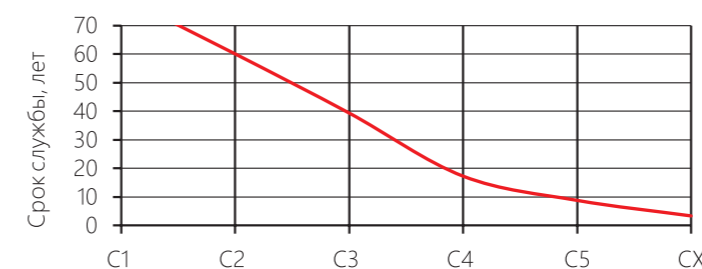
Высокое качество
производства



Оптимальные
сроки поставки



Сохраняем
доступные цены



Ориентировочный срок службы металлоконструкций по ГОСТ 9223-2017 и 52868-2021 с покрытием горячий цинк методом погружения в зависимости от климатических зон

ДКС — одна из немногих электротехнических компаний в России с собственным цехом горячего цинкования:

- полный контроль технологии производства;
- цинкование тонкостенной продукции;
- обработка изделий длиной до 6 метров;
- экологическая безопасность производства;
- гарантированный срок службы более 20 лет благодаря высокой коррозионной стойкости, подтверждённой в собственной аккредитованной лаборатории по ГОСТ 52868-2021.



Подробнее



95 лет
в промышленном
строительстве



Ингибиторы коррозии для
промысловых трубопроводов:
разработка и оценка
эффективности

18

Цифровая Наука
Гидравлика
долота:
применение
цифровых
продуктов при
разработке
долотной
программы

26

VR-тренажеры в обучении
производственного персонала
бурового предприятия

34

Разработка скважинного
фильтра с применением
аддитивного технологического
процесса

44

Эпохи НГК

8

РОССИЯ *Главное*

Нефтегаз в 2025 году

10

Минэнерго меняет ИПЦ на ИЦД

12

События

14

Первой строчкой

16

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Ингибиторы коррозии
для промысловых трубопроводов:
разработка и оценка
эффективности

18

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Научно-техническая конференция
Сибирской Сервисной Компании:
новые горизонты развития
совместно с инновационным
центром «Сколково»

24

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровая Наука Гидравлика долота:
применение цифровых продуктов
при разработке долотной программы

26

Виртуальный контроллер:
добыча 4.0

30

VR-тренажеры в обучении
производственного персонала бурового
предприятия

34

АВТОМАТИЗАЦИЯ

СТЭЗ локализует производство сетевого
и коммутационного оборудования

38

Новости науки

40

Системы динамического
позиционирования морских объектов

42

ДОБЫЧА

Разработка скважинного фильтра
с применением аддитивного
технологического процесса

44

Технология вторичного заканчивания
с АУКП: новый этап в доработке
подгазовых зон

48

Подготовка ТриЗ: уникальные
задачи и адаптивные решения



80

Перспективы закачки
горячей воды как метода
увеличения нефтеотдачи
на месторождениях Восточной
Сибири



86

Комбинация методов
интенсификации добычи в
малопроницаемых коллекторах
на третьей стадии разработки
месторождения



92

Гидродинамическое
исследование скважин
как метод поиска
нелинейной
индикаторной
линии притока



100

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Политика нулевой утечки: управление
надежностью фланцевых соединений

54

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Искусство поиска: новые горизонты
перспектив на Пырейном ЛУ

56

Календарь событий

59

Поиск критериев для прогноза зон
улучшенных коллекторов ачимовских
отложений на основе принципов
секвентной стратиграфии

60

Современные тенденции в геонавигации
горизонтальных скважин по данным
каротажа в процессе бурения

66

Разработка ПМО автоматизированной
увязки по глубине показаний
всех методов ГИС месторождений
различных регионов

72

Особенности формирования
и перспективы нефтегазоносности
юрского комплекса на Уренгойском
месторождении

74

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Материалы для экстрима:
отечественные РТИ для работы
в агрессивных средах

78

НЕФТЕСЕРВИС

Подготовка ТриЗ: уникальные задачи
и адаптивные решения

80

Перспективы закачки горячей воды
как метода увеличения нефтеотдачи
на месторождениях Восточной Сибири

86

Россия в заголовках

91

Комбинация методов интенсификации
добычи в малопроницаемых коллекторах
на третьей стадии разработки
месторождения

92

Борьба с АСПО на поверхности
внутрискважинного оборудования

96

Гидродинамическое исследование
скважин как метод поиска нелинейной
индикаторной линии притока

100

Хронограф

105

Нефтегаз Life

106

Классификатор

108

Цитаты

112

152 года назад

В 1873 году нефть впервые транспортировали на морских судах посредством налива в цистерны.

151 год назад

В 1874 году была создана первая в мире акционерная вертикально интегрированная компания в нефтяной промышленности – «Бакинское нефтяное общество». Ее учредителями стали нефтепромышленники Петр Губонин и Василий Кокорев.

149 лет назад

В 1876 году В.Г. Шухов изобрел конструкцию форсунки, получившую позднее название «нобелевской», позволяющую эффективно сжигать мазут, считавшийся ранее отходом нефтепереработки.

144 года назад

В 1881 году впервые в мире осуществлена перевозка нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах.

119 лет назад

В 1906 году построен первый в России нефтепровод Баку – Батуми протяженностью 833 км.

114 лет назад

В 1911 году в России появились первые заправочные станции на основании договора Императорского Автомобильного Общества с Товариществом «Бр. Нобель» относительно «бензиновых станций».

105 лет назад

В 1920 году был основан Бакинский политехнический институт им. М. Азизбекова. Этот ВУЗ был первым образовательным учреждением, выпускавшим инженеров по всем отраслям нефтяной индустрии в Европе и Азии.

94 года назад

В 1931 году на базе конторы «Стройгаз» создан Государственный трест по использованию природных газов ВСНХ СССР «Союзгаз».

27 лет назад

В 1998 году на Сахалине получена первая в России промышленная нефть шельфа.

21 год назад

В 2004 году запущена первая очередь Каспийского трубопроводного консорциума. Цель проекта – соединить месторождения Западного Казахстана с российским побережьем Черного моря.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижовский

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов
Александр Николаевич
к.т.н., ФГБОУ
ВО «Финансовый
университет
при Правительстве
Российской Федерации»

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

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

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

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

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 РАН, Институт
энергетической стратегии

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

Половинкин
Валерий Николаевич
научный руководитель
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»,
д.т.н., профессор,
эксперт РАН

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

Третьяк
Александр Яковлевич
д.т.н., профессор,
Южно-Российский
государственный
политехнический
университет,
академик РАН

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко

account@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин

**Выставки, конференции,
распространение**
Мария Короткова

**Отдел по работе
с клиентами**
Екатерина Данильчук

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:
123001, г. Москва,
Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс Урал Пресс 013265

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

Модульная CRM*-платформа для большого бизнеса



Полный цикл взаимо-
действия с клиентами:
от контакта до контракта



100% отечественное
решение, работающее
в облаке или на серверах



Возможность выбрать
отдельный модуль или
комплексное решение



Одновременная
работа более 10 000
пользователей



В ноябре скидка
на Urals относительно
Brent составляла

23 %

После запуска МГП
«Сила Сибири-2» Россия будет
экспортировать в Китай

106 млрд м³
газа в год

На 7,7 %
Россия нарастила
мощность ВИЭ-генерации
в 2025 году

Снижение доходов основных
налогоплательщиков привело
к дефициту федерального бюджета

В 4,19 трлн
рублей

НЕФТЕГАЗ В 2025 ГОДУ

ВНЕШНЕПОЛИТИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ, КОЛЕБАНИЯ ЦЕН, ДИСКОНТЫ И ЭМБАРГО СТАЛИ ПОСТОЯННЫМ СПУТНИКОМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. РАЗВИВАЯСЬ ВО ВСЕ БОЛЕЕ УСЛОЖНЯЮЩИХСЯ УСЛОВИЯХ, КОМПАНИИ ИСПОЛЬЗУЮТ ПОЛУЧЕННЫЙ ОПЫТ ДЛЯ АДАПТАЦИИ, ОПТИМИЗАЦИИ РЕШЕНИЙ, КОРРЕКТИРОВКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ. ЧЕМУ НАУЧИЛ НАС УХОДЯЩИЙ ГОД, КАКИЕ ЗАДАЧИ ПОСТАВИЛ ПЕРЕД ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ И КАКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТКРЫЛ?

Анна Павлихина

Декарбонизация, цифровизация, ESG – тренды, которые должны были стать основой бизнеса, отошли на второй план, уступив место адаптивности – основному параметру конкурентоспособного предприятия. Именно гибкость, способность своевременно реагировать на меняющиеся обстоятельства стала основным механизмом противостояния факторам, определяющим риторику 2025 года, одним из которых стали санкции.

С начала года ЕС принял четыре пакета санкций. Каждый из них пополнил список судов, причисленных к теневому флоту, ограничений для компаний нефтегазового и финансового сектора и частных лиц. Новым стало введение мер против третьих стран и дополнение европейских санкций американскими, особенно сильно ударившими по крупнейшим российским продавцам нефти, что способствовало снижению дохода компаний и, как следствие, уменьшению налоговых отчислений в бюджет.

В попытке заставить основных импортеров отказаться от закупок российской нефти, США на протяжении года выбирали наиболее эффективную тактику в отношении Индии и Китая. Одновременно с лояльной политикой в отношении России, когда в результате апрельской оттепели после встречи двух президентов даже заговорили о возвращении в Россию иностранных компаний, Штаты пытались давить на Китай. Были введены повышенные тарифы на ряд товаров из Китая, в ответ КНР повысила тарифы на товары из Соединенных Штатов. Во втором квартале объем двусторонней торговли упал на 34 %.



Однако во второй половине года, после встречи глав государств, отношения между странами изменились: США приостановили действие экспортных ограничений и снизили пошлины на китайские товары, а Китай отложил введение экспортного регулирования редкоземельных металлов и отказался от части закупок российского сырья, как и индийские компании после осенних санкций в отношении «Роснефти» и «ЛУКОЙЛА».

В 2025 году цены на нефть значительно снизились, но, помимо рыночных трендов и сами российские компании вынуждены были повышать процент дисконта. В октябре скидка на Urals составляла 17 % относительно Brent, а в ноябре уже 23 %. С начала осени скидка для Индии увеличилась более чем в два раза, и даже несмотря на это страна на треть сократила закупки. Частичный отказ основных импортеров от российской нефти не мог не сказаться на доходах нефтегазовых компаний. Сумма дивидендов оказалась в два раза меньше, чем в прошлом году. Долг «Газпрома» вырос до 5,79 трлн рублей, «Роснефть» в первом квартале 2025 г. снизила чистую прибыль более чем в два раза. Снижение доходов основных налогоплательщиков привело к дефициту федерального бюджета в 4,19 трлн рублей.

На фоне экономических и политических вызовов в 2025 году продолжал нарастать кризис в угольной отрасли, убыток которой по итогам года составил 300 млрд рублей. Потеря европейского рынка, снижение спроса в Азии и санкционное давление привели к остановке ряда предприятий и побудили правительство разработать программу поддержки отрасли.

Государственные меры потребовались также в регулировании другого сегмента топливного рынка. В 2025 году продолжились массовые атаки беспилотников по объектам российского ТЭК, в результате которых пострадали 38 НПЗ. К сентябрю объемы переработки нефти сократились на 20 %, регионы столкнулись с нехваткой бензина. Вылившаяся в дефицит ситуация с поставками бензина привела к введению эмбарго на экспорт. К подобной мере прибегали и ранее, в 2023 и 2024 годах она способствовала сдерживанию роста цен. В октябре правительство объявило о моратории на обнуление топливного демпфера, выведении из-под акциза зимнего дизельного топлива и продлило запрет на экспорт бензина до 1 мая 2026 года.

Более приятные перспективы наметились в экспорте газа. Уже более десяти лет CNPC и «Газпром» ведут переговоры по строительству МГП «Сила Сибири-2», и вот в сентябре был подписан «юридически обязывающий» меморандум. Китай продолжает наращивать объемы потребления газа, а для России МГП становится главным инструментом компенсации потерянного европейского рынка. Если проект реализуют, Россия будет экспортировать в Китай 106 млрд м³ газа в год.

Помимо общих, по большей части негативных, тенденций, год отмечен и позитивными событиями. Россия нарастила мощность ВИЭ-генерации на 7,7 %. Компания «Юнигрин Энерджи» ввела в эксплуатацию в Калмыкии Красинскую СЭС мощностью 63 МВт. «Росатом Возобновляемая энергия» завершил установку первого ветрогенератора в Дагестане на строительной

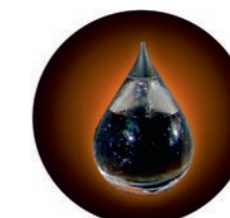
площадке Новолакской ВЭС, которая станет крупнейшей в России. «РТ-Инвест» построил в Московской области первую в России мусоросжигающую ТЭС, завод будет перерабатывать в топливо бытовые отходы, непригодные для вторичной переработки.

«Казаньоргсинтез» модернизировал одну из трех линий по производству ПВХ, увеличив ее проектную мощность со 100 до 220 тыс. т в год. В порту Усть-Луга «ЕвроХим» совместно с Минпромторгом и правительством Ленобласти ввел в эксплуатацию первую очередь специализированного терминала Порт Фавор по перевалке аммиака. На НПЗ «ТАНЕКО» введена в эксплуатацию новая комбинированная установка гидрокрекинга, предназначенная для переработки газойлевых фракций. СИБУР приступил к строительству новой нитки этиленопровода протяженностью 253,6 км, который соединит Нижнекамскнефтехим и Казаньоргсинтез.

В Красноярском крае построено первое в России подземное хранилище нефти. НОВАТЭК ввел в эксплуатацию вторую технологическую линию сжижения природного газа в рамках проекта «Арктик СПГ-2». «Янгпур» на Усть-Пурпейском участке завершил строительство комплекса объектов подготовки газа, включающего систему сырьевых и товарных газопроводов протяженностью 9,6 км, и внедрил схему подготовки ПНГ. В Приморском и Хабаровском краях завершено сооружение трех газопроводов-отводов с газораспределительными станциями.

«Газпром» и Российская академия наук создали геомагнитную обсерваторию, позволяющую измерять магнитное поле Земли и получать необходимые для бурения данные, ранее предоставляемые иностранной компанией. На базе тобольского кластера производств СИБУРа открыт первый в России Центр пилотирования технологий, позволяющий до десяти раз ускорить разработку собственных катализаторов и новых марок базовых полимеров.

Это был год, который показал: будущее нефтегазовой отрасли – это не только добыча и переработка, но и ответственные решения и готовность к постоянным переменам. ●



МИНЭНЕРГО МЕНЯЕТ ИПЦ НА ИЦД

Елена Алифирова

Минэнерго РФ предложило перейти в таргетировании цен на топливо на российских АЗС к композитному индексу вместо потребительской инфляции. В письме, направленном первым заместителем министра энергетики П. Сорокиным в отраслевые ведомства, отмечается, что текущие цены на АЗС, придерживающихся социально ориентированной политики роста стоимости топлива в пределах потребительской инфляции, не обеспечивают достаточную маржинальность продаж нефтепродуктов в рознице. В связи с этим Минэнерго РФ считает целесообразным уйти от действующего принципа таргетирования цен по индексу потребительских цен (ИПЦ, рассчитывается Росстатом) и применять вместо него более расширенный композитный индекс ценового давления (ИЦД).

Идею перехода от ИПЦ к ИЦД как к ориентировочной величине, ограничивающей рост цен на АЗС, продвигает РТС, по мнению членов которого большинство позиций, учитываемых в расчетах Росстатом ИПЦ, не формирует себестоимость на предприятиях топливообеспечения. Согласно методике Росстата, он отслеживает цены на более чем 775 тыс. различных товаров и услуг, траты на которые равны или превышают 0,1 % расходов домохозяйств. Топливо под эту категорию попадает, но вне охвата ИПЦ оказываются ключевые ценообразующие факторы для АЗС: налоги, зарплаты, тарифы, кредиты и др. В результате ИПЦ недостаточно чувствителен к реальным издержкам отрасли, которые последние годы растут быстрее инфляции.

Концепция таргетирования по ИЦД включает в себя такие компоненты, как повышение средней заработной платы в России и МРОТ, рост налоговой и кредитной нагрузки, повышение тарифов ЖКХ, рост транспортных тарифов и стоимости ремонтов.

В сентябре 2025 г. рассмотрев предложение РТС, Минэкономразвития РФ посчитало применение композитного индекса вместо ИПЦ нецелесообразным и завершило, что принимаемых правительством мер по стабилизации топливного рынка достаточно, а также пояснило, что использование композитного индекса могло бы привести к обнулению демпфера и ускоренному росту цен на топливо, что косвенно повлияло бы на общий уровень инфляции в стране. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Страны, входящие в ОПЕК+, приняли решение о наращивании добычи нефти на 137 тыс. барр. в сутки с начала декабря. Однако по инициативе А. Новака в первом квартале 2026 г. увеличение объемов добычи будет приостановлено в связи с сезонным падением спроса. Нужно ли увеличивать добычу и как это отразится на экономике России?

Нужно ли России увеличивать добычу нефти?

38 %

После введения американских санкций против «Роснефти» и «ЛУКОЙЛА» спрос со стороны основных потребителей российской нефти, Индии и Китая, снизился, что делает увеличение добычи нефти не эффективной

22 %

Увеличение добычи нефти, положительно сказывается на работе нефтегазовой отрасли и сопутствующих отраслей, для экономики страны в целом это полезно

22 %

Увеличение добычи еще больше снизит цену на нефть на мировом рынке, что невыгодно экспортерам

18 %

Основная экспортная марка Urals продается с большим дисконтом, поэтому увеличение объемов добычи необходимо, чтобы компенсировать проседание в цене

Российские компании все чаще переносят проекты строительства мощностей, основанных на альтернативных источниках энергии. Так, перенесен ввод 1,2 ГВт СЭС на Дальнем Востоке, отложена реализация проекта Сегозерской ГЭС, Верхнебакинской ГЭС, инвестиционную программу скорректировала также РусГидро. С чем связан отказ от реализации проектов на основе возобновляемых источников энергии?

Почему в России сворачиваются проекты альтернативной энергетики?

18 %

Причина в изменении логистики поставок оборудования, необходимого для других проектов по покрытию прогнозируемого дефицита энергии

32 %

Реализация проектов по генерации энергии из возобновляемых источников нецелесообразна в современных условиях

26 %

Компании вынуждены взять паузу из-за необходимости замены импортных комплектующих, изначально заложенных в проект

5 %

Проекты останавливаются из-за недостаточно сформированной нормативной базы

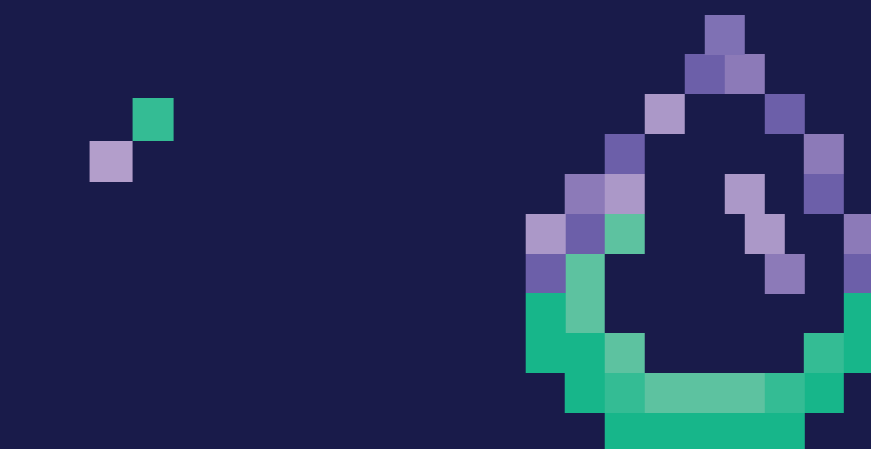
19 %

ВИЭ-генерация – инвестиционно емкие и долго окупаемые проекты

+IT | ИТ-холдинг

Вы качаете нефть.

Мы — разработку безопасного ПО.



СФ ЛРА Платформа
Сфера
Разработка уровня
большого бизнеса

0+

Реклама. ООО «ГК «Иннотех», ИНН 9703073496,
г. Москва, Ленинградский пр-кт, д. 36 стр. 41, помещ. 23



sferaplatform.ru

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

Цифровая система для экомониторинга

Компания «Газпром нефть» разработала первую в отрасли цифровую систему для сбора и анализа результатов всех видов экологического контроля. Сервис позволит автоматизировать и на 25 % ускорить обработку результатов свыше 200 тыс. экологических исследований. Экомониторинг проводится на каждом этапе промышленного проекта. Результаты исследований позволяют оперативно отслеживать изменения окружающей среды и обеспечивать экологичность производства. Сегодня экологический контроль охватывает более 190 лицензионных участков компании. Ранее учет, расшифровка и интерпретация массивов данных велись в различных программах и в ручном режиме. Новая система объединит все виды экологических наблюдений в едином контуре. Применение алгоритмов машинного обучения

даст возможность мгновенно и с высокой точностью анализировать информацию и прогнозировать изменения окружающей среды.

Альтернативную энергетику притормозили

Из-за перераспределения оборудования компания Юнигрин энерджи перенесла ввод солнечных электростанций мощностью 1,2 ГВт на Дальнем Востоке. Переориентация потоков отечественного оборудования потребовалась для приоритетной реализации проектов,

направленных на покрытие прогнозируемого дефицита в Объединенной энергосистеме Востока. Ранее правительство предоставило отсрочку по поставке мощности без штрафов для ряда компаний. В список вошли Юнигрин энерджи с 14 проектами СЭС, Эн+ (Сегозерская ГЭС), Русгидро (Верхнебаксанская ГЭС), ТГК-1 и Форвард энерго с 23 ВЭС. Документ разрешает инвесторам в объекты возобновляемой генерации однократно переносить завершение строительства на срок до двух лет. Инвестиционную программу скорректировала также РусГидро, отказавшись от строительства Могохской МГЭС в Дагестане по причине экономической нецелесообразности в современных условиях. Компания по поручению государства сфокусирована на строительстве пяти новых тепловых электростанций и реконструкции Владивостокской ТЭЦ-2. В связи с заменой импортных комплектующих, изначально заложенных в проект, о переносе срока ввода малой ГЭС «Арктика» в Мурманской области просила ТГК-1.

Администрация президента США Д. Трампа отменила все действовавшие с 2024 г. ограничения на освоение нефтегазовых ресурсов Аляски, введенные при бывшем президенте Д. Байдене. Отмененные регуляции запрещали передачу в аренду под разработку 4,3 млн га федеральных земель Национального нефтяного резервата Аляски и вводили жесткие условия для освоения еще 800 тыс. га

Второй виток ВСТО
Волжская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дочли руки до Арктики
Северный поток достроили

Россия компенсировала сверхдобычу

Россия полностью компенсировала сверхдобычу нефти в рамках ОПЕК+ и будет ориентироваться только на квоты. Как отметил вице-премьер А. Новак, Россия может выйти на полное исполнение своей квоты по добыче нефти в течение ближайших нескольких месяцев. Согласно обновленным планам сверхдобычи нефти, которые секретариат ОПЕК получил от РФ, Ирака, Объединенных Арабских Эмиратов, Казахстана и Омана, с ноября Россия больше не компенсирует сверхдобычу нефти из-за выполнения обязательств в октябре. Квота России по добыче нефти составляет 9,532 млн барр. в сутки. С начала 2024 г. по март 2025 г. базовая квота России на добычу с учетом добровольных ограничений составляла 8,978 млн барр. в сутки. Этот показатель не учитывал обязательства по компенсации сверхдобычи, которая была допущена в период добровольных ограничений.

Молдавия построит три новые ЛЭП для интеграции с энергосистемами Румынии и Украины. Ввод в эксплуатацию трех новых межгосударственных линий электропередачи запланирован до 2028 г. ЛЭП Вулкэнешть – Кишинев завершена почти на 90 %, ЛЭП Вулкэнешть – Смырдан и Комрат – Смырдан соединят Молдавию с Румынией, ЛЭП Вулкэнешть – Арциз – с Украиной

С апреля 2025 г. Россия приступила к наращиванию добычи, этот показатель будет постепенно увеличиваться каждый месяц. Изначально восстановление добычи рассчитано до сентября 2026 г., но ОПЕК+ уже начал увеличивать ее более высокими темпами.

Расширенные льготы для ямальских резидентов

С 2026 г. ямальские резиденты Арктической зоны смогут применять нулевую и льготную

ставки по налогу на прибыль вне зависимости от отрасли. Губернатор Д. Артюхов заявил, что с 2026 г. резиденты Арктической зоны на Ямале, заключившие соглашение об инвестиционной деятельности, смогут применять льготные ставки по налогу на прибыль. Ставка, зачисляемая в бюджет округа, составит 15 %, в федеральный бюджет – 0 %. Важным изменением стало снятие ограничений по видам экономической деятельности. Ранее льготы предоставлялись только проектам в определенных сферах, теперь же они доступны всем инвесторам, использующим общую систему налогообложения.

Установленный льготный период будет действовать в течение 5 лет с момента получения первой прибыли по проекту, реализуемому в рамках инвестиционного соглашения. В регионе планируется реализовать более 180 инвестиционных проектов общей стоимостью свыше 55 млрд руб. В округе зарегистрировано 168 резидентов, которые реализуют свыше 180 инвестиционных проектов. ●

Американская ExxonMobil и немецкая BASF займутся совместной разработкой технологии пиролиза метана. В частности, договоренность закрепляет планы партнеров по строительству демонстрационной установки в комплексе ExxonMobil в Бейтауне (штат Техас) производительностью до 2 тыс. т водорода в год с низким уровнем выбросов и 6 тыс. т твердого углеродного продукта в год

В **510** МЛН Т

оценивается прирост извлекаемых запасов по жидким углеводородам в России в 2025 г.

236 МЛН евро

составила чистая прибыль Siemens Energy по итогам четвертого квартала

398,01 МЛН ДОЛЛ.

составил чистый убыток Совкомфлота по МСФО за девять месяцев 2025 г.

26

новых месторождений углеводородного сырья открыто в России в 2025 г.

На **25** %

сократила импорт СПГ Южная Корея в октябре

В **2,7** раза

Е.ON сократил чистую прибыль в январе — сентябре

2,2 МЛН Т СПГ

намерена закупить Индия у США в 2026 г.

До **19,4**

долл. за барр.

выросли скидки на нефть Urals к Brent в портах Приморск и Новороссийск в ноябре

38,1 млрд тонн

составят выбросы CO₂ от ископаемого топлива в 2025 году

64 млрд руб.

составит общая сумма вычета по НДС для Газпрома с ноября 2026 г. по август 2028 г.

28,4 МЛН Т

составил общий объем погрузки угля в октябре, что на 6,3 % больше, чем в сентябре

На **21,4** %

снизились нефтегазовые доходы бюджета РФ за 10 месяцев 2025 г.

На **14,2** %

сократил грузооборот Калининградский морской торговый порт за 10 месяцев 2025 г.

1800

буровых установок работало в среднем в октябре

20 МЛН Т

достиг накопленный объем добычи на крупнейшем в Китае месторождении сланцевой нефти Changqing

732,6 МЛН Т

составил грузооборот морских портов в России в январе — октябре 2025 г., что на 1,5 % меньше, чем за аналогичный период 2024 г.

15 млрд м³

газа поставлено по второй нитке МГП «Турецкий поток» с начала года

На **34** %

выросла перевозка казахстанского угля через российские порты с января по октябрь

Petrobras сообщила о росте чистой прибыли

На **27** %

в третьем квартале

5,4 млрд м³

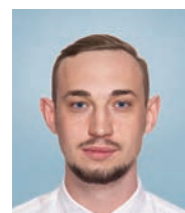
газа Россия поставила в Венгрию в январе — октябре 2025 г.

ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ: разработка и оценка эффективности

БОЛЕЕ 60 % СЛУЧАЕВ ОТКАЗОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРОИСХОДИТ ПО ПРИЧИНЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОРАЖЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ИЗ-ЗА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ, ЧАСТИЦ РАЗРУШЕННОЙ ПОРОДЫ, СЫРОЙ НЕФТИ И ПНГ. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИБО ДОРОГИ, ЛИБО МАЛОЭФФЕКТИВНЫ, А НЕПРАВИЛЬНЫЙ ПОДБОР ИНГИБИТОРОВ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К УСКОРЕНИЮ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ. В СТАТЬЕ ОПИСАНА СОБСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА АВТОРОВ – ХИМИЧЕСКИ СТАБИЛЬНЫЕ ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ИМИДАЗОЛИНОВЫХ ПРОИЗВОДНЫХ И ОСНОВАНИЙ МАННИХА, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ПРОДЛИТЬ СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

OVER 60% OF FIELD PIPELINE FAILURES ARE DUE TO CORROSION DAMAGE CAUSED BY FORMATION FLUIDS, BROKEN ROCK PARTICLES, CRUDE OIL, AND ASSOCIATED PETROLEUM GAS (APG). EXISTING CORROSION PROTECTION METHODS ARE EITHER EXPENSIVE OR INEFFECTIVE, AND IMPROPER SELECTION OF INHIBITORS CAN EVEN ACCELERATE CORROSION PROCESSES. THE AUTHOR DESCRIBES OWN DEVELOPMENT IN THE ARTICLE – CHEMICALLY STABLE CORROSION INHIBITORS BASED ON IMIDAZOLINE DERIVATIVES AND MANNICH BASES, WHICH CAN EXTEND THE SERVICE LIFE OF FIELD PIPELINES

Ключевые слова: коррозия, разработка ингибиторов коррозии, защита промысловых трубопроводов от коррозии, основания Манниха, имидазолин, пассивные методы защиты.



**Танасенко
Максим Сергеевич**
ассистент кафедры
металловедения
и неметаллических
материалов



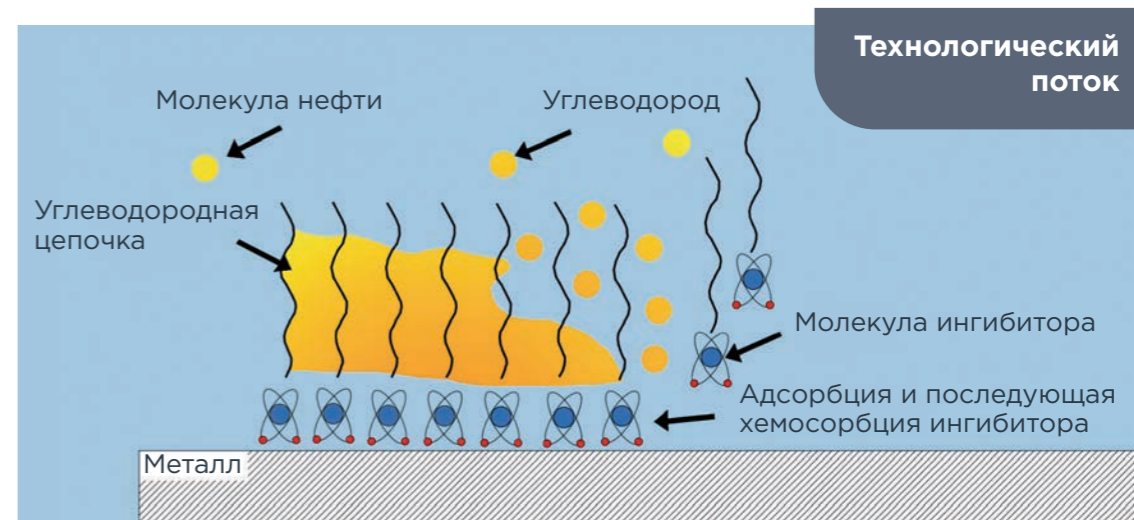
**Симановская
Елизавета Дмитриевна**
магистрант кафедры
бурения нефтяных
и газовых скважин

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

Среди существующих методов коррозионной защиты особую нишу занимают ингибиторы коррозии, которые экономически выгодны и технологически эффективны в применении. Под ингибиторами коррозии понимают сложные химические соединения, влияющие на физико-химические процессы коррозионной системы и значительно замедляющие ее при достаточно малых концентрациях [5]. Особый интерес вызывают синтезированные ингибиторы коррозии с адсорбционным механизмом действия, так как, адсорбируясь на границе раздела металл-среда, создают непроницаемую защитную пленку, которая препятствует дальнейшему окислению металла. Механизм их действия представлен на рисунке 1.

УДК 628.16

РИСУНОК 1.
Механизм действия адсорбционных ингибиторов коррозии



Особый практический интерес среди разнообразия ингибиторов представляют азотсодержащие соединения, которые образуют важный класс химических реагентов, широко применяемых для защиты металлов в различных агрессивных средах нефтегазовой отрасли. Механизм их защитного действия основан на адсорбционной способности веществ, что существенно замедляет коррозионные процессы. Эффективность данных ингибиторов определяется комплексом эксплуатационных факторов, включая температурный режим, значение pH и состав рабочей среды. Они находят широкое применение в системах поддержания пластового давления, скважинах с повышенным содержанием CO₂ и H₂S, а также в объектах переработки и транспортировки углеводородного сырья [6].

Разработка ингибиторов коррозии

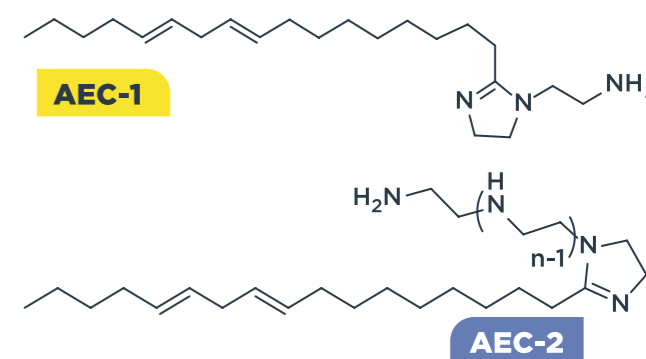
Авторами проведен целенаправленный синтез азотсодержащих ингибиторов коррозии на основе имидазолиновых производных и оснований Манниха, разработанных для защиты промысловых трубопроводов от коррозионного разрушения.

Имидазолины как гетероциклические соединения общей формулы C₃H₄N₂ характеризуются пятичленной циклической структурой с двумя атомами азота, что обуславливает их выраженные поверхностно-активные свойства и адсорбционную способность.

Синтез целевых соединений осуществлялся конденсацией карбоновых кислот с полиаминами, где в качестве доступного сырья использовались жирные кислоты таллового масла (далее – ЖКТМ). Выбор данного сырья позволил не только снизить себестоимость синтеза, но и реализовать принципы «зеленой химии» за счет утилизации промышленных отходов [7].

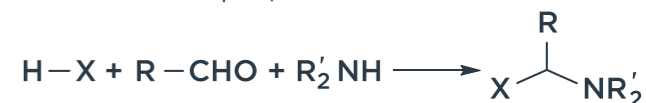
Особенности химической структуры синтезированных соединений, включая наличие гетероциклического фрагмента с атомами азота и гидрофобных алкильных радикалов, обеспечивают формирование высокоэффективных защитных слоев на поверхности металла за счет комбинации хемосорбции и физической адсорбции. Формулы синтезированных соединений приведены на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Структурные формулы производных имидазолина



Реакция Манниха является хорошо известным синтетическим методом получения оснований Манниха. В классической реакции субстрат X-H, содержащий по меньшей мере один активный атом водорода, подвергается конденсации с альдегидным компонентом (R-CHO), которым обычно является формальдегид, и аминным реагентом (R'₂NH) для получения аминометильного (или аминалкильного) производного исходного субстрата, обычно называемого основанием Манниха, приведенного на рисунке 3.

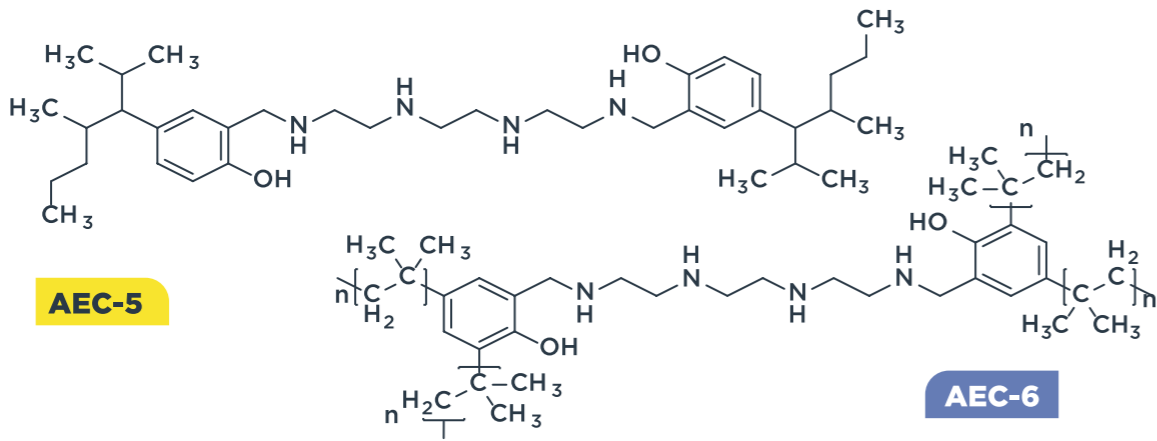
РИСУНОК 3. Схема реакции Манниха



В исследовании в качестве субстратов применялись алкилфенолы, среди которых нонилфенол занял ключевое положение благодаря своей доступности и широкому применению в различных отраслях промышленности.

Важным аспектом выбора субстратов для реакции Манниха является наличие в их структуре электронодонорных групп или активирующих фрагментов, обеспечивающих достаточную реакционную способность. Фенольные соединения,

РИСУНОК 4. Структурные формулы оснований Манниха



являясь классическими электронобогатыми субстратами, идеально соответствуют этим требованиям, что обусловлено наличием в их молекулах активирующей гидроксильной группы, способствующей эффективному протеканию процесса аминометилирования. Формулы синтезированных соединений приведены на рисунке 4.

Выходы целевых продуктов реакции представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Выходы целевых продуктов

Синтезируемое основание	Шифр ингибитора	Выход целевого продукта, %
Имидазолин	AEC-1	93
Имидазолин	AEC-2	87
Основание Манниха	AEC-5	88
Основание Манниха	AEC-6	83

Оценка эффективности действия разработанных ингибиторов коррозии

Оценка эффективности разработанных ингибиторов коррозии проводилась по результатам трех исследований:

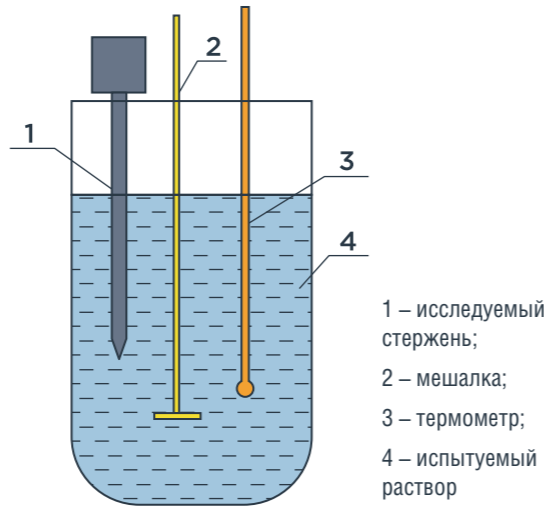
- Испытания на миграцию и растворимость в углеводородах (согласно СТО 11605031-006-2006 [8]);
- Гравиметрические испытания в динамических условиях (согласно ГОСТ 9.506-87 [9]);
- Электрохимические испытания (согласно ГОСТ 9.514-99 [10]).

Испытания на миграцию и растворимость в углеводородах

Способность синтезированных соединений растворяться и мигрировать в углеводородной фазе – ключевое свойство для ингибиторов, предназначенных для защиты промышленных трубопроводов. Оценка данных способностей разработанных ингибиторов проводилась согласно СТО 11605031-006-2006 [8].

На подготовительном этапе стержень из углеродистой стали зачищают наждачной бумагой для удаления неровностей, царапин и следов коррозии от предыдущих испытаний, после чего один стержень помещают в стакан (заранее наполненный испытываемым топливом, нагретым до температуры в 39 °С) без ингибитора коррозии, а второй стержень помещают в точно такой же стакан, но с ингибитором коррозии (с концентрацией 150 ppm). Спустя 30 минут добавляют 30 мл дистиллированной воды и продолжают испытания в течение 4 часов. Схема установки приведена на рисунке 5.

РИСУНОК 5. Схема установки для проведения испытания на миграцию и растворимость в углеводородах



Образец признается соответствующим требованиям, если коррозионное повреждение стального стержня оценивается не более чем в 1 балл согласно критериям, указанным в СТО 11605031-006-2006. Результаты испытаний приведены в таблице 2.

В ходе испытаний три соединения с шифрами АЕС – 1, АЕС – 2, АЕС – 5 дали положительный результат при концентрации 150 ppm.

Молекула АЕС-5 проявляет антикоррозионные свойства в бензине благодаря оптимальному сочетанию гидрофильных и гидрофобных фрагментов в своей структуре. Присутствие гидроксильных групп (-ОН) обеспечивает полярность молекулы, способствуя ее адсорбции на поверхности металла через водородные

ТАБЛИЦА 2. Результаты испытаний соединений на антикоррозионную активность

Шифр соединения	Растворитель	Оценка
Холостая проба	–	3 балла
AEC-1	Фракция ксилолов	1
AEC-2	Фракция ксилолов	0
AEC-5	Фракция ксилолов	0
AEC-6	Фракция ксилолов	2

связи с оксидным слоем стали. Аминогруппа (-NH-) усиливает этот эффект за счет хемосорбции на активных центрах железа, образуя прочный защитный монослой. Одновременно алифатические и ароматические фрагменты (CH₃-группы и бензольное кольцо) придают соединению гидрофобные свойства, улучшая его растворимость в бензине и создавая водоотталкивающий барьер. В результате при добавлении в бензин АЕС-5 образует на металлической поверхности ориентированный слой, где полярные группы закрепляются на стали, а углеводородные «хвосты» обращены в топливную фазу.

Соединение демонстрирует полную защиту (0 баллов) благодаря наличию дополнительных азотных центров, а оптимальный баланс гидрофильных и гидрофобных фрагментов способствует формированию плотного защитного монослоя. В отличие от гравиметрических испытаний, где ключевым было подавление общей коррозии, в бензиновой системе АЕС-2 особенно эффективно предотвращает именно локальные коррозионные процессы под каплями воды за счет лучшего вытеснения влаги с поверхности и создания более устойчивого защитного слоя. Незначительное различие в один балл между соединениями отражает эту специфику: хотя АЕС-1 также снижает коррозию, он не обеспечивает столь полного и равномерного покрытия поверхности, что привело к небольшому потемнению стержня.

Гравиметрические испытания в динамических условиях

Для оценки защиты металлического оборудования в водно-нефтяных средах применяли гравиметрический метод в соответствии с ГОСТ 9.506-87 [9]. Испытания проводились при 20 ± 2 °С в динамических условиях (500 об/мин) в течение 6 часов с концентрацией ингибиторов 50 ppm, определяя скорость коррозии стали (по формуле 1) [11] и степень защиты (по формуле 2) по изменению массы образцов в ингибированной и неингибированной средах.

$$V_{\text{кор}} = \frac{\Delta m}{\rho \cdot S \cdot \tau} \left[\frac{\text{мм}}{\text{год}} \right]; \quad (1)$$

где Δm – изменение массы, г;
 ρ – плотность металла, г/мм³;
 S – площадь образца, мм²;
 τ – время выдержки, год.

$$Z = \frac{V_{\text{кор}1} - V_{\text{кор}2}}{V_{\text{кор}1}} \cdot 100 [\%]; \quad (2)$$

где $V_{\text{кор}1}$ – скорость коррозии без ингибитора, мм/год;

$V_{\text{кор}2}$ – скорость коррозии с ингибитором, мм/год;

В качестве испытываемой среды выступала деэмульгированная вода. Эмульгация воды происходила с нефтью в соотношении 3 : 1 соответственно. После чего водную фазу насыщали углекислым газом (99,8 %) путем барботирования.

Данная методика воспроизводит агрессивную среду, характерную для начальных участков промышленных трубопроводов, где присутствуют высокоминерализованные пластовые воды, углекислый газ и полярные компоненты нефти, способные мигрировать в водную фазу.

Результаты испытаний приведены на рисунке 6 и в таблице 3.

РИСУНОК 6. Влияние разработанного ингибитора на скорость коррозии

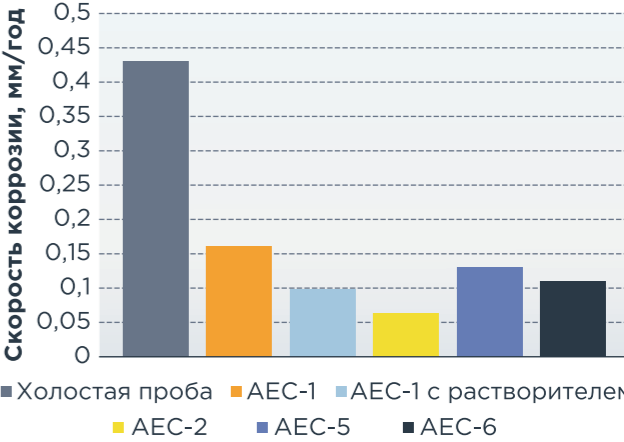


ТАБЛИЦА 3. Эффективность разработанных ингибиторов

Ингибитор	Защитный эффект (Z) в %	Растворитель
Холостая проба	–	–
AEC-1	62,49	–
AEC-1	77,19	фракция ксилолов
AEC-2	85,28	фракция ксилолов
AEC-5	69,69	фракция ксилолов
AEC-6	74,55	фракция ксилолов

Гравиметрические испытания на защиту от углекислотной коррозии показали, что наибольшим защитным эффектом против углекислотной коррозии обладают соединения АЕС-1 и АЕС-2, демонстрируя скорость коррозии 0,0980 и 0,0633 мм/год соответственно.

Согласно технической документации компаний нефтегазодобывающей промышленности, предельно допустимый уровень коррозии стали в минерализованной воде при 20°C составляет 0,1 мм/год, что подтверждает эффективность обоих соединений, удерживающих скорость коррозии ниже установленного предела. Наибольшая эффективность соединения АЕС-2 обусловлена наличием дополнительных атомов азота, способствующих более сильной адсорбции на поверхности стали.

Электрохимические испытания

Электрохимические испытания ингибиторов проводились с целью выяснить, как они влияют на поляризационное сопротивление металла. Чем больше поляризационное сопротивление, тем больше способность металла сопротивляться коррозионным разрушениям. Испытания проводились по ГОСТ 9.514-99 [10]. В химический стакан заливался 3%-ный раствор NaCl, туда же добавлялся 1 % исследуемого ингибитора, все перемешивалось до однородной массы. Испытания проводились на потенциостате «PARSTAT 4000А» с трехэлектродной системой подключения. В качестве электрода сравнения применялся хлорсеребряный электрод сравнения, работающий на растворе 3,5М KCl, в качестве вспомогательного электрода выступал платиновый электрод сравнения. По полученным результатам по формуле (3) высчитывалось поляризационное сопротивление.

$$R_p = \frac{b_a \cdot b_k}{e_{\text{стац}} \cdot I_{\text{корр}} \cdot (b_a + b_k)} ; \left[\frac{\text{МВ}}{\text{мкА}} \right] \quad (3)$$

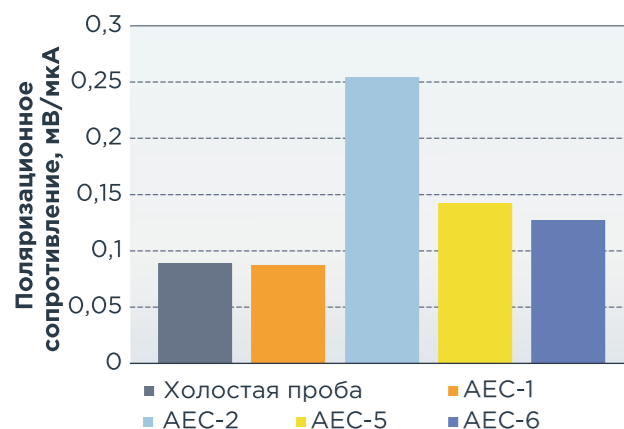
где b_a и b_k – коэффициенты уравнения Тафеля для анодных и катодных поляризационных кривых, МВ;

$I_{\text{корр}}$ – ток коррозии, мкА;

$e_{\text{стац}}$ – стационарный потенциал равный 2,3.

Результаты исследований поляризационного сопротивления представлены на рисунке 7.

РИСУНОК 7. Изменение поляризационного сопротивления в зависимости от ингибитора



Как мы видим по полученным результатам, ингибитор коррозии под шифром АЕС-2 увеличил поляризационное сопротивление металла более чем

в три раза, что свидетельствует о плотном слое, который он образует при адсорбции с металлом. Ингибиторы АЕС-5 и АЕС-6 также показали увеличение поляризационного сопротивления на 60,71 % и 43,35 % соответственно. Ингибитор АЕС-1 не показал положительных результатов, и незначительно уменьшил (на 1,47 %) поляризационное сопротивление металла.

Заключение

Установлена универсальность действия разработанных ингибиторов: эффективность в водно-нефтяных эмульсиях обеспечивает защиту на стадии сбора и первичной подготовки нефти, а функционирование в углеводородных средах гарантирует защиту при транспортировке подготовленной нефти.

Доказанная растворимость в углеводородах свидетельствует о возможности создания защитных пленок на внутренней поверхности трубопроводов.

Полученные результаты демонстрируют перспективность применения разработанных ингибиторов для комплексной защиты промышленных трубопроводов на всех технологических участках. ●

Литература

1. К вопросу о коррозии промышленных трубопроводов / С.М. Ватузов, И.М. Ванчугов, К.С. Резанов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5 (145). – С. 106–122.
2. Прыгаев А.К. Анализ отказов промышленных трубопроводов и разработка метода защиты от коррозии / А.К. Прыгаев, Ю.С. Дубинов, М.С. Танасенко // Территория Нефтегаз. – 2024. – № 3–4. – С. 60–65.
3. Кантюков Р.Р. Оценка опасности внутренней углекислотной коррозии промышленных трубопроводов на газовых и газоконденсатных месторождениях / Р.Р. Кантюков, Д.Н. Запелов, Р.К. Вагапов // Безопасность труда в промышленности. – 2021. – № 2. – С. 56–62.
4. Оценка влияния внутритрубных очисток на скорость коррозии и аварийность трубопроводов / Р. И. Валиахметов, П.В. Виноградов, Д.Р. Зарипова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 95–99.
5. Защита оборудования ингибиторами коррозии в нефтяной отрасли: учебное пособие / Я.В. Ившин, А.Е. Лестев; под ред. А.Ф. Дресвянникова; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2021. – 112 с.
6. Puzikova D. et al. Review of organic corrosion inhibitors: application with respect to the main functional group // Journal of Saudi Chemical Society. – 2025. – Т. 29. – № 4. – С. 20.
7. Давлетшина Л.Ф. «Зеленые» ингибиторы кислотной коррозии на основе экстрактов растений / Л.Ф. Давлетшина, К.Г. Алексанян, З.Р. Давлетов // Практические аспекты нефтепромышленной химии: Тезисы докладов научно-технической конференции, Уфа, 22–24 мая 2024 года. – Уфа: ООО «РН-БашНИПИнефть», 2024. – С. 48–50.
8. СТО 11605031-006-2006. Бензины автомобильные. Методы определения защитных свойств.
9. ГОСТ 9.506-87 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности.
10. ГОСТ 9.514-99 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности.
11. Внедрение углеродных модификаторов в состав лакокрасочных покрытий для повышения стойкости к различным видам смачивания / Ю.С. Дубинов, А.К. Прыгаев, М.С. Танасенко, П.Е. Александрова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2025. – № 5 (149). – С. 73–79.

KEYWORDS: corrosion, development of corrosion inhibitors, protection of field pipelines from corrosion, Mannich bases, imidazoline, passive protection methods.



Сибирская Сервисная Компания



Научно-Техническая Конференция
совместно с Инновационным
центром «Сколково»



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ: новые горизонты развития совместно с инновационным центром «Сколково»

Людмила Фризицкая
специалист по связям
с общественностью,
АО «Сибирская Сервисная
Компания»

В Сибирской Сервисной Компании (АО «ССК») состоялась ежегодная Научно-техническая конференция (НТК). 2025 год для предприятия юбилейный, мероприятие прошло в новом формате на площадке крупнейшего инновационного центра России «Сколково». Это знаковое событие подняло корпоративный конкурс на новый уровень.

Интеллектуальная элита ССК

В НТК-2025 приняли участие как молодые специалисты, так и опытные сотрудники всех филиалов АО «ССК». Более трех месяцев заняла подготовка. Для участников были организованы семинары, групповые и индивидуальные консультации экспертов «Сколково».

«Символично, что самая высокотехнологичная площадка России приняла у себя интеллектуальную элиту ССК, представители которой будут соперничать в честной борьбе.

Желаю всем участникам успешно показать свои наработки, способности и таланты. Мы – члены жюри – будем объективными, строгими и в меру лояльными. Уверен, лучшие предложения в ближайшее время найдут применение в нашей компании, что позволит сделать новый скачок в конкурентной борьбе», – отметил генеральный директор АО «ССК» **Александр Котов**.

«Благодарим, что выбрали нас и проводите конференцию ССК в сердце инноваций! Сегодня в «Сколково» более пяти тысяч компаний имеют статус участников. Технологии в нашей стране развиваются, и опыт вашей компании как раз это подтверждает. Мы сотрудничаем с сильными партнерами, которые развиваются и уверенно смотрят в будущее», – поделилась директор по развитию инновационного центра «Сколково» **Нармина Велиева**.

В жюри конференции вошли руководители разных подразделений АО «ССК». Учитывались новизна и перспективность идеи, практическая применимость, экономическая эффективность и потенциал для масштабирования.

«Мой проект про повышение уровня защиты буровых установок от

возгораний имеет большое значение для компании. Его реализация позволит снизить риски и обеспечит безопасность как персонала, так и дорогостоящего оборудования», – рассказал инженер-энергетик **Нефтеюганского филиала АО «ССК» Александр Островский**.

От идеи до патента

«Идея подготовки к НТК совместно с экспертами «Сколково» и самого проведения мероприятия на площадке инновационного центра возникла еще год назад. Генеральный директор поставил амбициозную задачу – улучшить уровень проектов и дорасти до патентов. Это процесс не одного года, мы сделали первый шаг – удачный и уверенный. С помощью экспертизы и опыта «Сколково» повысили качество работ – вместе научились создавать инновационные продукты, которые могут стать настоящим прорывом и принести пользу нашей компании и отрасли в целом», – рассказала начальник управления кадров АО «ССК» **Мария Потапова-Толмусова**.

Все 15 проектов, дошедших до финала, были разделены на две секции: техническую и сервисную.

«Я уже работаю над получением патента и надеюсь, что смогу внести

значительный вклад в отрасль бурения. Для меня важно оставить след в профессии, у меня есть пример – близкий родственник имеет 26 патентов. Я стремлюсь достичь успеха в своем начинании», – поделился помощник бурового Ямальского филиала АО «ССК» **Даниил Алешин**.

«Наша работа носит прикладной характер и называется «Совершенствование барабанных тормозных устройств буровых лебедок». Нововведение в процессе бурения позволит значительно сократить расходы, уменьшить финансовые затраты и повысить уровень безопасности сотрудников. Как следствие, это приведет к снижению числа аварий и исключит необходимость выполнения трудоемких операций персоналом, освободив время для решения других важных задач», – рассказал ведущий инженер по бурению филиала «ССК-Технологии» АО «ССК» **Эдуард Ломейко**.

Ряд проектов, представленных на НТК, уже успешно реализованы в Сибирской Сервисной Компании, отмечен их экономический эффект. Следующая задача – тиражировать лучший опыт и масштабировать полезные практики.

«Это мой первый опыт на НТК. Было волнительно, но все участники и члены комиссии были настроены позитивно, что помогло получить удовольствие от выступления. Наш проект называется «Исключение непроизводительного времени из-за удлиненного желоба на мобильных буровых установках». Нашим конкурентным преимуществом является то, что при минимальных финансовых вложениях наша разработка дает значительный экономический эффект. Кроме того, мы уже успешно внедряли наши идеи на производстве, существенно снизив непроизводительные затраты», – поделилась ведущий инженер по бурению Томского филиала АО «ССК» **Наталья Безгодова**.

«Научно-техническая конференция – важное и ответственное событие. Будучи членом жюри, я искренне переживал и готов был поддержать каждого участника. Все отлично справились! Особенно хочу отметить, что сотрудники поднимали значимые и актуальные вопросы. Наша следующая цель – реализация этих предложений и создание условий для дальнейшей генерации идей коллег. Такой свежий взгляд жизненно важен и востребован», –

отметил советник по стратегии, заместитель председателя Совета директоров АО «ССК» **Валерий Рогожкин**.

Талантливый человек талантлив во всем

Почти двадцать лет в ССК существует ежегодная традиция проведения такого мероприятия. В этот раз программа включала не только НТК с презентацией проектов, но и спортивные соревнования, творческий фестиваль с конкурсом видеороликов и выступлениями в жанре стендап. В этом формате сотрудники с помощью юмора показали реальные ситуации, которые происходят с ними на месторождениях и в офисе. Домашним заданием было создать ролик о будущем компании под названием «Нам 50 лет! ССК – это надежность в партнерстве, качество в работе, уверенность в будущем». Эти ролики ярко отразили корпоративный дух коллектива.

«Конференция вдохновила и подарила мощный заряд мотивации! Особенно ценно было познакомиться с коллегами из других филиалов, увидеть многообразие тем, объемнее посмотреть на нашу работу», – поделился ведущий инженер отдела по землепользованию Томского филиала АО «ССК» **Алексей Пьянков**.

«Человек талантливый талантлив во всех сферах» – цитата немецкого писателя Лиона Фейхтвангера, ее участники НТК подтвердили в эти дни. Организаторы создали все условия, чтобы проявить профессиональные, научные и творческие способности сотрудников ССК.

Победители конференции

Первое место в техническом блоке заняли ведущий инженер по бурению **Наталья Безгодова** и заместитель начальника службы супервайзинга бурения Томского филиала **Эмиль Абдырахманов** с работой «Исключение непроизводительного времени из-за удлиненного желоба на мобильных буровых установках». Второе место у ведущего инженера филиала «Управление цементирования скважин» **Александра Маидова** с проектом «Online-СКЦ. Удаленный мониторинг данных параметров цементирования в режиме реального времени». Консультанты – заместитель директора по цементированию **Илья Першин**

и главный специалист по автоматике **Павел Осинин**. Третье место у руководителя проекта из Томского филиала **Николая Корнева** с работой «Установка газожидкостного смешивания – эффективный метод работы с поглощающими пластами». Консультант – заместитель директора по бурению **Дмитрий Гвоздарев**.

Первое место в сервисном блоке заняла ведущий специалист отдела главного энергетика Томского филиала **Милиса Гордина** с докладом «Оптимизация системы контроля расхода дизельного топлива при работе от АВИЕС». Консультант – начальник службы по монтажу, ремонту и обслуживанию оборудования **Юлиус Ниденц**. Второе место у помощника бурового Ямальского филиала **Даниила Алешина** с докладом «Увеличение срока эксплуатации буровой колонны». Консультант – начальник службы инженерно-технического обеспечения **Мираддин Рагимов**. Третье место у электромонтера по обслуживанию буровых **Нефтеюганского филиала Максима Печенина** с докладом «Система раннего реагирования от термических повреждений». Консультант – инженер-энергетик **Иван Коровин**.

«С точки зрения кадровой работы – это не просто конференция, а завершение крупного и сложного трехмесячного этапа, который мы прошли вместе. Это был интеллектуальный марафон – от начальной идеи до законченной презентации. Мы увидели глубину проработки, серьезность подхода и зрелость проектов. Значительную роль сыграл контроль со стороны наставников и коллег из каждого филиала, особенно заметна поддержка начальника управления по бурению **скважин Андрея Кошелева**. Благодаря этому сотрудники могли сконцентрироваться на самом важном и полезном для компании», – подчеркнул заместитель генерального директора по персоналу АО «ССК» **Алексей Калинин**.

Юбилейная научно-техническая конференция в «Сколково» стала для Сибирской Сервисной Компании не просто отчетным событием, а важным вкладом в человеческий капитал и корпоративную культуру. Компания показала готовность меняться, развиваться и давать сотрудникам реальные возможности воплотить свои идеи, укрепляя тем самым свои позиции на рынке. ●

«ЦИФРОВАЯ НАУКА ГИДРАВЛИКА ДОЛОТА»:

применение цифровых продуктов при разработке долотной программы

РАЗВИТИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ ПРИОБРЕТАЕТ ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КЛЮЧЕВЫХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. В 2024 ГОДУ БЫЛА СОЗДАНА ПРОГРАММА ДЛЯ ЭЛЕКТРОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН «ЦН ГИДРАВЛИКА ДОЛОТА», В КОТОРОЙ РЕАЛИЗОВАНЫ ДЕСЯТЬ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ КОМПЛЕКСНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ БУРОВОГО ДОЛОТА. ПРОГРАММА ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ФОРМИРОВАНИЯ РАСШИРЕННЫХ ОТЧЕТНЫХ ДОКУМЕНТОВ В ТЕКСТОВОМ ФОРМАТЕ, А ТАКЖЕ СОХРАНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ. РАЗРАБОТАННАЯ СИСТЕМА ПОЛНОСТЬЮ СООТВЕТСТВУЕТ ЗАДАЧАМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДОЛОТА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПРОЕКТНОЙ И РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, ОБЕСПЕЧИВАЯ ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ ДЕТАЛИЗАЦИИ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

CURRENTLY, THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC DIGITAL SOLUTIONS IS OF PARTICULAR IMPORTANCE FOR TECHNOLOGICAL INDEPENDENCE AND INCREASED EFFICIENCY IN KEY INDUSTRIAL SECTORS. IN 2024, A COMPUTER PROGRAM «DS DRILL BIT HYDRAULICS». THE SOFTWARE IMPLEMENTS TEN SPECIALIZED MATHEMATICAL ALGORITHMS THAT PROVIDE A COMPREHENSIVE HYDRAULIC ANALYSIS OF DRILLING BIT PERFORMANCE. THE PROGRAM PROVIDES THE ABILITY TO AUTOMATICALLY GENERATE EXTENDED REPORTING DOCUMENTS IN DOCX TEXT FORMAT, AS WELL AS SAVE CALCULATION RESULTS. THE DEVELOPED SYSTEM FULLY MEETS THE CHALLENGES OF HYDRAULIC MODELING REQUIRED FOR THE PREPARATION OF PROJECT AND WORKING DOCUMENTATION DURING WELL CONSTRUCTION, ENSURING A HIGH LEVEL OF DETAIL IN CALCULATION PARAMETERS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: гидравлика долота, программное обеспечение, долотная программа, математический алгоритм, гидравлический расчет, сходимость результатов.

**Власов
Максим Владимирович**

аспирант кафедры
«Бурение нефтяных и
газовых скважин»

**Коваль
Максим Евгеньевич**

и.о. заведующего кафедрой
«Бурение нефтяных и
газовых скважин»,
доцент, к.т.н.

**Камаев
Данила Романович**

аспирант кафедры
«Бурение нефтяных
и газовых скважин»

Самарский государственный
технический университет

На сегодняшний день существуют программы модульного и комплексного назначения. Модульное назначение – это создание системы расчетов к определенному объекту, например, расчет гидравлики долота, расчет энергетических характеристик винтового забойного двигателя и др. Комплексное назначение – это создание системы расчетов которая интегрирована из отдельных модулей в одну комплексную программу. Например, программа «ПК Инженерные расчеты строительства скважин» – это набор модулей, предназначенный для проектирования конструкции и режимов бурения при строительстве скважин, формировании отчетов и программ работ, выполнении проверочных расчетов и т.д.

Программа состоит из следующих модулей:

- Модуль ввода данных.
- Проектирование профиля.
- Анализ сближений.
- Шаблон куста.
- Расчет промывки скважины.
- Расчет бурильных колонн.
- Расчет обсадных колонн.
- Расчет спуска и центрирования обсадных колонн.
- Расчет цементирования.

В качестве методической базы программного комплекса используются утвержденные отечественные руководящие документы и передовые международные методики.

В условиях импортозамещения и ограниченного доступа к зарубежному программному обеспечению в отрасли строительства нефтяных и газовых скважин особо актуальной является задача создания отечественных инструментов для инженерных расчетов. Одна из

ТАБЛИЦА 1. Программы по расчету гидравлики долота

№	Название	Язык интерфейса	Мобильная версия	Многообразие расчетов	Интеграция с документацией	Проводимые расчеты
1	Bit Hydraulics	англ.	да	среднее	частичная	1. Площадь сечения насадок • 2. Скорость струи из насадки • 3. Сила удара струи о забой • 4. Потеря давления на насадках долота • 5. Гидравлическая мощность на долоте • 6. Hydraulic horsepower per Square Inch (HSI)
2	Drill Bit Nozzle Calculator	англ.	да	минимальное	частичная	1. Площадь сечения насадок • 2. Сила удара струи о забой • 3. Потеря давления на насадках долота • 4. Hydraulic horsepower per Square Inch (HSI) • 5. Центральный поток
3	Quick Calc Hydraulics	англ.	да	среднее	частичная	1. Площадь сечения насадок • 2. Потеря давления на насадках долота • 3. Гидравлическая мощность на долоте • 4. Hydraulic horsepower per Square Inch (HSI) • 5. Сила удара струи о забой • 6. Скорость струи из насадки • 7. Центральный поток
4	BSHydraulic	рус.	да	среднее	отсутствует	1. Площадь сечения насадок • 2. Потеря давления на насадках долота • 3. Гидравлическая мощность на долоте • 4. Удельная гидравлическая мощность • 5. Скорость струи из насадки • 6. Сила удара струи о забой • 7. Давление струи
5	ЦН Гидравлика долота	рус.	да	высокое	полная	1. Диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности • 2. Площадь сечения насадок • 3. Потеря давления на насадках долота • 4. Гидравлическая мощность на долоте • 5. Гидравлическая мощность на см² • 6. Hydraulic horsepower per Square Inch (HSI) • 7. Скорость струи из насадки • 8. Сила удара струи о забой • 9. Сила удара струи о забой на мм² • 10. Минимальная подача бурового раствора для долота типа «PDC» с поликристаллическими алмазными вставками

ключевых задач – автоматизация гидравлических расчетов буровых долот, что напрямую влияет на эффективность бурового процесса и эксплуатационную надежность оборудования. Наиболее часто применяемые зарубежные продукты (Bit Hydraulics, Drill Bit Nozzle Calculator, Quick Calc Hydraulics) не только нередко недоступны российским пользователям, но и обладают ограниченным русскоязычным интерфейсом и функциональными особенностями, не всегда удовлетворяющими требованиям российских стандартов.

Целью данной работы является разработка программного обеспечения «ЦН Гидравлика долота» – мобильного приложения российского производства для осуществления полного цикла гидравлических расчетов бурового долота, адаптированного к отечественной нормативной базе.

Цифровой продукт «ЦН Гидравлика долота»

«ЦН Гидравлика долота» – программа для ЭВМ предназначена для проведения гидравлических расчетов бурового долота. Программный продукт реализован для мобильных устройств с использованием мультиплатформенных технологий Flutter (Dart). Расчетное ядро

выполняется на интерпретаторе Python, интегрированное через внешние компоненты Android. Такой подход позволяет сочетать дружелюбный пользовательский интерфейс и высокую точность вычислений, характерную для инженерных пакетов на Python.

В структуре программы реализованы следующие функциональные модули:

- автоматизированный ввод исходных данных с возможностью открытия предыдущих расчетов;
- расчет мгновенных и интегральных показателей гидравлики долота (потеря давления на насадках долота, гидравлическая мощность на долоте, скорость струи из насадки, сила удара струи о забой и др.);
- формирование отчетной документации с визуализацией результатов и экспортом.

В основу математических алгоритмов заложены формулы из книги «Инженерные расчеты при бурении», авторами которой являются Э.В. Бабаян и А.В. Черненко. В книге фактически систематизированы проверенные практикой расчетные формулы и зависимости по всем разделам бурения и представлены в виде алгоритмов, как основной материал для создания новых или совершенствования

известных технологий и создания компьютерных программ [1].

Сходимость результатов проверялась с аналогичными разработками иностранных и отечественных программ, связанных с расчетом гидравлики долота.

В таблице 1 представлены программы по расчету гидравлики долота.

Полученные результаты расчетов в программе «ЦН Гидравлика долота» соответствуют проводимым расчетам аналогичным ПО в метрической системе измерений, программа «ЦН Гидравлика долота» разработана только в метрической системе измерений.

В процессе разработки программы проведен масштабный комплекс работ, включающий поиск и формализацию математических алгоритмов, выполнение сотен расчетов для проверки сходимости результатов, разработку архитектуры программного обеспечения, проектирование пользовательского интерфейса, подготовку документации, а также реализацию функционала автоматизированной генерации отчетов.

В соответствии с техническим заданием и руководящими документами недропользователя все расчеты, направленные на оптимизацию гидравлических

характеристик работы долота, должны осуществляться с применением специализированных программных продуктов и в обязательном порядке включаться в программу бурения скважины и долотную программу. Инженерные расчеты и моделирование, являющиеся неотъемлемой частью долотной программы отдельных скважины или группы скважин, подлежат выполнению исключительно с использованием специализированного программного обеспечения [8, 9].

Программа «ЦН Гидравлика долота» разработана согласно требованиям технических заданий и инструкций по «Сопровождению и отработки буровых долот» недропользователей.

В состав гидравлических расчетов программы входят следующие математические алгоритмы [7]:

- **Диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности** – этот параметр определяет размер скважины, включая коэффициент кавернозности, который учитывает неоднородность стенок скважины. Он важен для определения геометрии и размера скважины.
- **Площадь сечения насадок** – эта характеристика указывает на площадь поперечного сечения насадок долота. Она служит для определения пропускной способности.
- **Потеря давления на насадках долота** – этот параметр отражает потерю давления, происходящего на насадках долота в процессе прохождения промывочной жидкости. Он важен для оценки гидравлических потерь и оптимизации процесса бурения.
- **Гидравлическая мощность на долоте** – этот параметр указывает на мощность гидравлического потока, проходящего через долото. Он позволяет оценить энергию, которая передается долоту.
- **Гидравлическая мощность на см²** – этот параметр выражает гидравлическую мощность на единицу площади. Используется для оценки интенсивности действия гидравлического потока.
- **Hydraulic horsepower per Square Inch (HSI)** – это мера энергии, передаваемая гидравлическим потоком на единицу площади. Используется для оценки энергетической эффективности бурения и производительности долота.

- **Скорость струи из насадки** – этот параметр указывает на скорость выходящей из насадки долота промывочной жидкости. Скорость струи имеет важное значение для эффективного разрушения горных пород и удаления выбуренного шлама в призабойной зоне.
- **Сила удара струи о забой** – этот параметр указывает на силу, с которой струя промывочной жидкости ударяется о забой. Он используется для оценки эффективности разрушения горных пород и удаления выбуренного шлама.
- **Сила удара струи о забой на мм²** – этот параметр показывает силу, с которой струя ударяется на единицу площади. Используется для оценки интенсивности удара и эффективности разрушения горных пород.
- **Минимальная подача бурового раствора для долота типа «PDC» с поликристаллическими алмазными вставками** – этот параметр указывает на минимальную подачу бурового раствора, необходимого для эффективной работы долота типа «PDC» с поликристаллическими алмазными вставками. Это важно для оптимальной работы и снижения износа долота.

В программу вложен документ «Рекомендация к гидравлическому расчету работы бурового долота»,

РИСУНОК 1. Результаты расчета и проверка сходимости результатов программы «ЦН Гидравлика долота» с программой BSHydraulic компании АО «НПП «Бурсервис»

Подача насоса

45

л/с

Диаметр насадок (до 12 штук)

11,1

мм

11,1

мм

11,1

мм

11,1

мм

11,1

мм

11,1

мм

11,1

мм

Добавить насадку

Диаметр скважины с учетом коэффициента карнозности

215,9 мм

Площадь сечения насадок

677,38 мм²

Потеря давления на насадках долота

2,71 МПа

Гидравлическая мощность на долоте

122,14 кВт

Гидравлическая мощность на см²

0,333 кВт/см²

Hydraulic horsepower per Square Inch

2,15 л.с/дюйм²

Скорость струи из насадки

66,43 м/с

Сила удара струи о забой

3,68 кН

Сила удара струи о забой на мм²

0,100 Н/мм²

Минимальная подача бурового раствора для долота типа «PDC» с поликристаллическими алмазными вставками

18,63 л/с

Очистить данные

Произвести расчет

BSHydraulic

215,9

мм

in

677,4

мм²

in²

1,23

г/см³

ppg

45

л/с

gpm

РАССЧИТАТЬ В СИ

РАССЧИТАТЬ В US

Потери давления

2,714 МПа

Гидравл-ая мощность

122,13 кВт

Уд. гидр-ая мощность

3,33 Вт/мм²

Скорость истечения

66,4 м/с

Сила струи

3,677 кН

Давление струи

0,10018 Н/мм²

Справочные материалы

БУРСЕРВИС

он находится в разделе «Справочная информация». Рекомендация основана на применении мировой практики гидравлики долота в области повышения эффективности бурения [2–4, 6].

После регистрации аккаунта доступны возможности: оформить подписку; справочная информация; история расчетов; выйти из аккаунта; удалить аккаунт. Оформив подписку, пользователь получает доступ к опции «Произвести расчеты».

Далее потребуются внести входные данные, после чего производится расчет для получения выходных данных.

Результаты расчета и проверка сходимости результатов программы «ЦН Гидравлика долота» долота с программой BSHydraulic компании АО «НПП «Бурсервис» представлены на рисунке 1.

На основании проведенных расчетов и оценки сходимости полученных результатов можно заключить, что разработка программного продукта «ЦН Гидравлика долота» полностью отвечает требованиям по эффективности и надежности вычислений.

В программе обеспечена генерация отчета по расчету с возможностью сохранения расчета. На рисунке 2 представлен отчет по расчету в формате docx.

РИСУНОК 2. Отчет по расчету в формате docx (Microsoft Word)

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАБОТЫ БУРОВОГО ДОЛОТА

Расчет выполнен в программе для ЭВМ ЦН Гидравлика долота. Все расчеты в программе являются собственностью Власова Максима Владимировича и Тихомирова Алексея Николаевича

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		
1. Коэффициент кавернозности (KK)	безразмер.	1,0
2. Диаметр долота (D _{дол})	мм	215,9
3. Плотность раствора (P)	кг/м ³	1230
4. Подача насоса (Q)	л/с	45,0
5. Диаметр насадки 1 (D _{н1})	мм	11,1
6. Диаметр насадки 2 (D _{н2})	мм	11,1
7. Диаметр насадки 3 (D _{н3})	мм	11,1
8. Диаметр насадки 4 (D _{н4})	мм	11,1
9. Диаметр насадки 5 (D _{н5})	мм	11,1
10. Диаметр насадки 6 (D _{н6})	мм	11,1
11. Диаметр насадки 7 (D _{н7})	мм	11,1

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
1. Диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности (D _{скав})	мм	215,90
2. Площадь сечения насадок (S _{нас})	мм ²	677,38
3. Потеря давления на насадках долота (P _{дол})	МПа	2,71
4. Гидравлическая мощность на долоте (N _{дол})	кВт	122,14
5. Гидравлическая мощность на см ² (N _{дол} /см ²)	кВт/см ²	0,333
6. Hydraulic Horsepower per Square Inch (HSI)	л.с./дюйм ²	2,15
7. Скорость струи из насадки (V _{нас})	м/с	66,43
8. Сила удара струи о забой (J)	кН	3,68
9. Сила удара струи о забой на мм ² (J/мм ²)	Н/мм ²	0,100
10. Минимальная подача бурового раствора для долота типа «PDC» с поликристаллическими алмазными вставками (Q _{мин})	л/с	18,63

Расчет произвел: _____ (_____)
должность _____ подпись _____ ФИО _____

На всех этапах строительства скважины предусмотрена возможность проведения гидравлического расчета в процессе сопровождения и эксплуатации бурового долота. Реализация гидромониторного эффекта, основанного на действии высокоскоростных струй, выходящих из насадок долота, способствует существенному увеличению механической скорости проходки, особенно в мягких породах, где наблюдается повышение эффективности в 2–3 раза. Очевидна прямая зависимость эффективности гидромониторного воздействия от скорости истечения жидкости из насадок: с увеличением скорости струй значительно улучшается размыв забоя и удаление выбуренной породы. В международной практике, в частности в США, Канаде и других государствах, скорость истечения из насадок доводится до 80–100 м/с, что обеспечивает увеличение скорости проходки интервалов мягких и средних глин в 2,5–3 раза. Для более твердых пород, таких как сланцы, применение гидромониторных долот позволяет повысить скорость проходки примерно в 1,5 раза. Высокие значения скоростей истечения из насадок обеспечивают наиболее полную

реализацию гидромониторного эффекта, тогда как пониженные скорости циркуляции в кольцевом пространстве способствуют снижению гидродинамической нагрузки на забой и уменьшают интенсивность эрозионных процессов на стенках скважины. При этом скорость восходящего потока должна оставаться достаточной для эффективной очистки скважины от шлама. Чем большая доля общего давления затрачивается непосредственно на долоте, тем выше скорость струй, тем лучше очистка забоя и тем более выраженным становится гидромониторный эффект [5].

Выводы

- Программный продукт «ЦН Гидравлика долота» официально зарегистрирован в реестре программ в Роспатенте для электронно-вычислительных машин, что подтверждается свидетельством о государственной регистрации ЭВМ № 2024681442 Российской Федерации (М.В. Власов, А.Н. Тихомиров; заявка от 12.08.2024, опубликовано 10.09.2024 в бюллетене № 9).
- Разработанный программный интерфейс характеризуется высокой эргономичностью и обеспечивает оперативное

выполнение гидравлических расчетов бурового долота различной степени сложности.

- Включенная в программное обеспечение рекомендация базируется на лучших мировых практиках в области гидравлических расчетов, что способствует повышению эффективности бурения за счет оптимального подбора гидродинамических параметров и достижению высоких значений механической скорости проходки.
- Проведенная верификация программных модулей и анализ сходимости полученных результатов свидетельствуют о высокой точности и эффективности разработанного вычислительного инструмента.
- Функционал автоматической генерации отчета в формате docx (Microsoft Word) обеспечивает возможность быстрой интеграции результатов гидравлического расчета в проектную и рабочую документацию, а также при формировании долотных программ.
- Доступ к программе организован через платформу RuStore – российский магазин приложений для устройств на базе Android, разработанный при поддержке Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации. ●

Литература

1. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении / Э.В. Бабаян, А.В. Черненко. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
2. Бриджес К.Л. Руководство для супервайзера по буровым растворам и их использованию / К.Л. Бриджес. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 422 с.
3. Бывальд Э.М., Рязанов Р.Н., Говзич А.Н. Эффективное бурение / Э.М. Бывальд, Р.Н. Рязанов, А.Н. Говзич. – М.: ИП Лысенко А.Д., 2019. – 270 с.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
5. Власов М.В., Живаева В.В. Гидротранспорт и гидромониторный эффект / М.В. Власов, В.В. Живаева // Ашировские чтения: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции, том 2 / Отв. ред. В.В. Живаева. Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2023. – С. 73–80.
6. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
7. Проект «ЦН Гидравлика долота». Самара: 2024. – 19 с.
8. Техническое задание 10319 «Телеметрическое и технологическое сопровождение при наклонно-направленном и горизонтальном бурении и технологическое сопровождение (прокат) буровых долот и забойных двигателей». СПб: 2024. – 31 с.
9. Технологическая инструкция сопровождение и отработка долот ти-11/01-40 (Версия 1) ООО «НКНП». Бузулук: 2022. – 32 с.

KEYWORDS: *bit hydraulics, software, bit program, mathematical algorithm, hydraulic calculation, convergence of results.*

ВИРТУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЛЕР: добыча 4.0



ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА – ЭТО СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРОИЗВОДСТВА, КАК ПРАВИЛО, ОТНОСЯЩИЕСЯ К I И II КЛАССАМ ОПАСНОСТИ. ПЕРВОСТЕПЕННАЯ ЗАДАЧА – ОБЕСПЕЧИТЬ ИХ СТАБИЛЬНУЮ РАБОТУ. ОСНОВНОЙ МЕХАНИЗМ В РЕАЛИЗАЦИИ ЭТОЙ ЗАДАЧИ – МИНИМИЗАЦИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА И МАКСИМАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ПРОЦЕССАМИ. КАКИЕ СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ, РАССКАЗЫВАЕТ РУКОВОДИТЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ АЙСОРС АЛЕКСЕЙ БАКАШИН

OIL AND GAS COMPANIES ARE STRATEGIC PRODUCTION FACILITIES, TYPICALLY CLASSIFIED AS HAZARD CLASSES I AND II. THEIR PRIMARY OBJECTIVE IS TO ENSURE THEIR STABLE OPERATION. THE PRIMARY MECHANISM FOR ACHIEVING THIS IS MINIMIZING HUMAN ERROR AND MAXIMIZING CONTROL OVER AUTOMATED PRODUCTION PROCESS CONTROL SYSTEMS. ALEXEY BAKASHIN, HEAD OF INDUSTRIAL AUTOMATION DEVELOPMENT AT ISOURCE, DISCUSSES THE MODERN SOLUTIONS OFFERED BY RUSSIAN DEVELOPERS

Ключевые слова: виртуальный контроллер, автоматизированные системы управления, программное обеспечение, цифровой продукт, предприятия нефтегазового комплекса.



Алексей Бакашин

руководитель управления развития промышленной автоматизации Айсорс

Алексей, в этом году компания представила новый продукт – «Виртуальный контроллер», программное решение для построения и модернизации АСУ ТП, у которого нет полных аналогов на рынке России. Почему контроллер называется виртуальным?

– Контроллер существует в среде виртуализации. Когда мы говорим про классический контроллер, сразу представляем пластмассовую коробочку с мигающими светодиодами, смонтированную в шкафу АСУ ТП. Когда мы говорим про «Виртуальный контроллер», подразумеваем компьютерную программу, выполняющую ту же функцию.

В чем его отличие от программируемых логических контроллеров (ПЛК) и какие задачи решаются с его помощью?

– «Виртуальный контроллер» так же, как и практически любой другой контроллер, предназначен для того,

чтобы служить основным элементом системы управления, центральным узлом, обеспечивающим ее функциональность. Его основное отличие от классических ПЛК в том, что он не привязан к конкретному аппаратному исполнению и может быть развернут на любых вычислительных устройствах: серверах, промышленных ПК, одноплатных компьютерах. Это обеспечивает гибкость и универсальность.

Применяя решение на его основе, заказчик застрахован от попадания в зависимость от политики одного вендора и имеет возможность управлять дальнейшим жизненным циклом системы по своему сценарию. Наш продукт развивается в рамках концепции открытой АСУ ТП, когда ключевые компоненты одной системы могут поставляться разными производителями и разработчиками. Заказчик не связан с одним поставщиком и может в любой момент переключиться на другого.

Второе отличие – вычислительная мощность, которая значительно превосходит возможности

стандартного ПЛК. Это позволяет, помимо непосредственно управления технологическим процессом, реализовывать на том же самом устройстве ряд дополнительных прикладных задач и ИТ-сервисов.

Расскажите об опыте внедрения и результатах.

– Продукт реализован на проекте в Санкт-Петербурге: с помощью «Виртуального контроллера» автоматизирован комплекс зданий крупного инжинирингового центра. Завершается этап опытно-промышленной эксплуатации на месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе, где с помощью продукта автоматизирован процесс управления кустом скважин для добычи нефти.

Опыт внедрения показывает, что применение технологии существенно сокращает сроки строительства и технического перевооружения объектов. Уменьшается площадь, занимаемая шкафами АСУ ТП в аппаратных. Экономия средств заказчика на автоматизацию, по нашей оценке, может достигать не менее 20 %.

Какие процессы добычи попадают под управление? Какая роль у «Виртуального контроллера» в добыче углеводородов?

– Контролю подлежат все стандартные процессы добычи нефти: учет нефти, газа и воды; управление центробежными насосами и задвижками, контроль работы и отображение состояния оборудования куста скважин; сбор, обработка и передача информации в АСУ ТП. Весь комплекс задач, которым управляют классические ПЛК, переключается на «Виртуальный контроллер».

Вначале «Виртуальному контроллеру» на промысле доверили управлять всего одним электроцентробежным насосом (ЭЦН): в нефтегазе к инновациям подходят с осторожностью.

После того, как первые сомнения и переживания эксплуатирующей организации развеялись, его поставили в параллельную работу с обычным ПЛК зарубежного производства. «Виртуальный контроллер» продемонстрировал стабильную работу и требуемое

быстродействие – после этого ему доверили управление кустом скважин. На него полностью переключили функционал всех ПЛК на объекте. Также новый контроллер предоставил заказчику дополнительные сервисные и оптимизационные возможности.

Какие именно возможности? За счет чего решение помогает оптимизировать добычу?

– Все начинается с определения приоритетов заказчика. Например, приоритетом может быть увеличение ресурса ЭЦН, его бережная эксплуатация. Либо во главу угла могут поставить исключительно повышение дебита. Также могут быть выбраны и гибридные режимы, совмещающие несколько подходов – оптимизационные модели позволяют это делать.

На основе результатов измерений, которые выполняют КИП, проводится анализ технологического режима на объекте нефтедобычи, определяются причины отклонения от заданного режима, составляется оценка причин недобора нефти, рассчитывается модель оптимальной работы оборудования и формируется управляющее воздействие на процесс – автоматизированно или в формате рекомендации оператору.

«Опыт внедрения «Виртуального контроллера» продемонстрировал существенное сокращение сроков строительства и технического перевооружения объектов, уменьшение площади, занимаемой шкафами АСУ ТП, экономию средств заказчика на автоматизацию, достигающую 20 %.

Эти методики давно известны в отрасли, но их применение было ограничено из-за сложности интеграции оптимизационного ПО непосредственно в систему управления: классический ПЛК ограничен по функционалу, но с «Виртуальным контроллером» такой проблемы нет. Системное и сервисное ПО могут работать на одном вычислительном устройстве.

Можно ли подключить дополнительные объекты или процессы в ходе эксплуатации?

– Да, перенастройки возможны. Внесение таких изменений происходит гораздо быстрее, чем в рамках классической архитектуры. Система на основе нашего продукта строится по модульному принципу. Это конструктор, который дает возможность последующего бесшовного добавления новых узлов – в любой момент. Например, при необходимости физического разделения процессов можно добавить еще один «Виртуальный контроллер». Можно добавлять практически неограниченное количество модулей ввода-вывода, локальные панели управления, операторские и инженерные станции, а также подключать дополнительное ПО. В 90 % случаев обновления внедряются без остановки производственного процесса.

Насколько решение эффективно в плане адаптации к оборудованию, ПО, интеграции в существующую инфраструктуру?

– Если мы говорим про полевое оборудование – датчики, исполнительные механизмы, средства коммутации и кабельные трассы, то при техперевооружении фактически вся существующая инфраструктура остается как есть. Используя современные устройства связи с объектом,

современные модули ввода-вывода, мы можем собрать, обработать и преобразовать все сигналы так, чтобы они полноценно работали и взаимодействовали с «Виртуальным контроллером».

Решение эффективно интегрируется в структуру действующего объекта и обладает высокой адаптивностью за счет поддержки используемых на добычных объектах стандартных протоколов обмена: Modbus TCP/RTU, Profibus DP, OPC UA, EtherNet/IP. Универсальность позволяет успешно предлагать

продукт для разных проектов замены компонентов эксплуатируемых систем.

Как влияет внедрение «Виртуального контроллера» на работу сотрудников?

У сотрудников становится больше инструментов для контроля процесса, появляется гибкость и пространство для полезной технической инициативы. Обычно инициативы ограничиваются возможностями самих классических систем. С продуктом эти границы можно существенно расширить.

За историю развития автоматизации в отрасли было несколько значимых фазовых переходов. Любой эволюционный сдвиг привычного уклада воспринимается с настороженностью, но со временем новые технологии вытесняют старые, доказывая эффективность и безопасность, снижая влияние человеческого фактора.

Здесь хочу отметить колоссальный потенциал профессионального роста для людей, которые будут работать с подобными новыми системами. Хороший инженер всегда любопытен и желает развития, мы рассчитываем заинтересовать решением всех хороших инженеров.

Есть ли спрос со стороны промышленности? Какие отрасли больше склонны к внедрению инноваций?

Мы видим большой спрос со стороны промышленности, особенно там, где установлено большое количество разнородных систем зарубежного производства, которые попадают под требования импортозамещения. Для одних заказчиков важно техническое

У нас есть возможности для реализации пожеланий и тех, и других. Особенно важно, что, помимо переноса существующих проектов на новую платформу, можно добавлять дополнительную прикладную ценность в виде оптимизационных моделей, о которых говорили ранее.

Инновациями в автоматизации активно интересуются предприятия металлургической, горнорудной машиностроительной и других отраслей. Мы в первую очередь рассчитываем на взаимовыгодное сотрудничество с нефтегазодобывающими компаниями.

Хочется отметить колоссальный потенциал профессионального роста для людей, которые будут работать с подобными новыми системами. Хороший инженер всегда любопытен, мы рассчитываем заинтересовать решением всех хороших инженеров.

«Виртуальный контроллер» – собственная технология. В компании есть специальное научно-производственное подразделение или вы привлекаете специалистов НИИ для разработки?

«Виртуальный контроллер» – это на 100% собственная технология, написанная с нуля нашими инженерами. Безусловно, мы сотрудничаем с рядом производителей оборудования, разработчиками смежных решений, но, повторюсь, ядро «Виртуального контроллера», среда разработки и среда исполнения – это все плоды трудов команды Айсорс, специалистов Центра промышленной автоматизации, который объединил более 50 экспертов.

и демонстрации практического применения разработанных решений: там выполняется сборка тестовых образцов, проходят испытания систем управления в условиях, близких к реальным, производится анализ их работы.

Часть сотрудников Центра пришла к нам из компаний ведущих вендоров АСУ ТП, в том числе международных, другая – из ИТ-индустрии. Так, у нас получается создавать инновационные решения на стыке экспертизы АСУ ТП и ИТ.

На базе лабораторий Центра также планируется проводить обучение инженеров и партнеров –

от базовой настройки до внедрения доверенных систем автоматизации.

Лаборатории часто посещают заказчики и партнеры. Это позволяет нам, с одной стороны, продемонстрировать, что отечественные решения в АСУ ТП работают, выполняют государственные и отраслевые требования и готовы к внедрению в промышленности, а с другой – получать обратную связь для дальнейшего развития разработки.

Мы уверены: планомерная, интенсивная работа позволит ускорить создание и внедрение отечественных программно-аппаратных комплексов для импортозамещения и обеспечить технологическую независимость промышленности в России.

KEYWORDS: *virtual controller, automated control systems, software, digital product, oil and gas enterprises.*

8 (495) 161-76-66



В составе Центра две лаборатории – в Москве и Санкт-Петербурге. Обе площадки оснащены современным оборудованием российских и зарубежных производителей. Лаборатория в Москве ориентирована на разработку и тестирование оборудования и ПО, лаборатория в Санкт-Петербурге создана для отладки

переворужение импортных решений, и они стремятся оптимизировать издержки – выполнить работы в короткие сроки, с наименьшими усилиями и затратами. Для других заказчиков важно планировать развитие АСУ ТП на годы вперед, используя максимально современные решения.

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки на 2026 год:

	Полугодие	Год
Количество номеров	6	12
Электронная версия	40 000 ₽	70 000 ₽
Печатная версия	40 000 ₽	70 000 ₽

Оформив подписку в 2026 году на печатный журнал, Вы получаете электронную версию в подарок



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01
subs@neftegaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписной индекс
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов – индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

VR-ТРЕНАЖЕРЫ В ОБУЧЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА бурового предприятия

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ В ОБУЧЕНИИ СОТРУДНИКОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. РАССМАТРИВАЮТСЯ КЛЮЧЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ VR-ТЕХНОЛОГИЙ, ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ, ВКЛЮЧАЯ НЕФТЕГАЗОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКЕ VR-ТРЕНАЖЕРА ПО БУРЕНИЮ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ОТРАБАТЫВАТЬ РЕГЛАМЕНТНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ. ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ТРЕНАЖЕРА И ПЛАНЫ ПО ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ

THIS ARTICLE EXAMINES THE USE OF VIRTUAL REALITY TECHNOLOGIES IN TRAINING OF THE PRODUCTION FACILITY PERSONNEL. IT DISCUSSES THE KEY FEATURES OF VR TECHNOLOGIES, THEIR ADVANTAGES, AND PRACTICAL APPLICATIONS IN VARIOUS INDUSTRIES, INCLUDING THE OIL AND GAS INDUSTRY. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE DEVELOPMENT OF A VR DRILLING SIMULATOR, WHICH ALLOWS FOR PRACTICING ROUTINE ACTIONS DURING OIL, GAS, AND WATER LEAKS. THE RESULTS OF SIMULATOR TESTING AND PLANS FOR ITS FURTHER DEVELOPMENT ARE PRESENTED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: бурение, газонефтеводопроявление, тренажер, VR-технологии, виртуальная реальность, обучение, Газпром ЦПС.

Кучин Вячеслав Николаевич

заведующий лабораторией НЦ «Арктика»,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы
Екатерины II, к.т.н.

В условиях стремительного развития технологий и усложнения производственных процессов возникает необходимость в инновационных подходах к обучению персонала. Виртуальная реальность (VR) становится одним из ключевых инструментов, позволяющих создавать безопасные и эффективные условия для отработки практических навыков.

Технология VR позволяет моделировать сложные производственные ситуации, включая аварийные, и обеспечивает полное погружение сотрудников в учебный процесс. Это особенно важно для таких

отраслей, как нефтегазовая промышленность, где безопасность и точность действий персонала играют решающую роль.

Применение VR в современной практике

Виртуальная реальность (VR, англ. virtual reality) в обучении сотрудников производственных объектов – технология, создающая безопасную цифровую среду, где работники отрабатывают навыки управления оборудованием, действия в аварийных ситуациях и сложные производственные операции через полное визуальное и интерактивное погружение.

Обучение в VR ставит перед собой цели выработать практические навыки, которые применяются по принятым в компаниях алгоритмам действий в

различных ситуациях. Сотрудник должен максимально эффективно усвоить и далее понимать, как применять свои знания [1].

Успех виртуальной реальности обусловлен рядом особенностей:

- высокая вовлеченность персонала в обучение за счет погружения в реалистичную 3D-среду, происходит взаимодействие с оборудованием, как в реальности. Это формирует «мышечную» память и снижает стресс при переходе к реальным задачам.
- безопасным моделированием рисков без угрозы жизни и здоровью обучаемого. Например, можно моделировать пожары, взрывы и другие ситуации, которые невозможно смоделировать и регулярно отрабатывать в реальной жизни.
- интерактивность виртуальной среды позволяет наглядно показать, с чем и как должен взаимодействовать сотрудник
- повторяемость и стандартизация позволяет сотрудникам регулярно проходить идентичные сценарии, что исключает «человеческий фактор» в обучении.
- экономическая выгода, за счет сокращения затрат на организацию выездных практических занятий и сокращения риска возникновения нештатных и аварийных ситуаций.

За последние десять лет множество организаций успешно интегрировало VR-технологии в программы обучения персонала и продолжает разрабатывать новые форматы учебных сценариев. Среди отечественных игроков, можно отметить компании «Газпром Бурение», «НЛМК», «Северсталь», «РЖД». Наиболее широкое распространение в этих компаниях, получили сценарии по охране труда и технике безопасности, а также по обслуживанию сложного технического оборудования. Применение VR, позволило сократить до 50% время адаптации персонала, а также более чем в два раза увеличить долю практической подготовки [2].

VR-тренажер в области строительства скважин

Строительство нефтяных и газовых скважин является одним из самых сложных и опасных технологических процессов нефтегазового производства. Опасность, в первую очередь, заключается в непредсказуемости условий залегания разбуриваемых пород. При бурении могут наблюдаться различные виды геологических осложнений, такие как: поглощения промывочной жидкости, осыпи и обвалы горных пород, приводящие к прихватам оборудования, но самым опасным является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое впоследствии, без принятых мер по ликвидации, может привести к открытому фонтану или грифону [3]. Помимо геологических осложнений, буровая установка, на которой производятся работы, также является опасным производственным объектом [4]. Для того чтобы построить скважину буровики ежедневно подвергаются опасностям при проведении штатных работ. Работы с движущимся оборудованием, грузоподъемные операции, работы на высоте, работы с вредными веществами, огневые, газоопасные работы – это лишь малая часть работ, при проведении которых сотрудники могут получить серьезные травмы.

С целью минимизации риска возникновения аварийной ситуации на буровой и получения травм сотрудниками, предприятия проводят регулярные обучения, инструктажи и аудиты знаний по охране труда и промышленной безопасности, а также проводят профильные курсы.

Несмотря на разнообразие современных подходов к обучению, таких как: теоретические лекции, видеоуроки, тренажерная практика, кейсы по отработке регламентных действий на объекте и других, у каждого подхода есть свои недостатки. В случае самого распространенного и доступного подхода к обучению – теоретических лекций и видеоуроков имеется значительный недостаток – присутствует необходимость закрепления полученных знаний на практике, у популярной на рынке тренажерной практики – отсутствует эффект «погружения» в реальную ситуацию, а отработка регламентных действий на производственном объекте зачастую невозможна в полной мере или является слишком дорогостоящей [5].

В свою очередь ООО «Газпром ЦПС» провели масштабное интервью с представителями различных буровых предприятий и отметили проблему недостатка практической подготовки специалистов. Был предложен новый подход к обучению и контролю знаний работников в области строительства скважин, а именно по ликвидации ГНВП, что дало старт разработке тренажера на базе VR-технологий. Целью тренажера является отработка регламентных действий трех этапов ликвидации ГНВП: обнаружение, герметизация и глушение.

Данный VR-тренажер призван нивелировать часть проблем, которыми сопровождается обучение буровых бригад. Полностью воссозданная локация позволяет реализовать огромное количество сценариев обучения, ранее доступных преимущественно в теории. Интегрированная математическая модель, характеризующая текущее гидравлическое состояние скважины, позволяет максимально приблизить работу виртуального бурового оборудования к реальному и обучить персонал не только последовательности действий, но и навыкам контроля скважины при ее изменяемых параметрах.

Так как в ликвидации аварии огромную роль играет командное взаимодействие, в тренажере реализован многопользовательский режим, где каждой роли отведены свои действия. Всего в сценарии участвуют 4 роли (бурильщик, два помбур, третий помбур (бот) и супервайзер). Между ними в симуляции организована

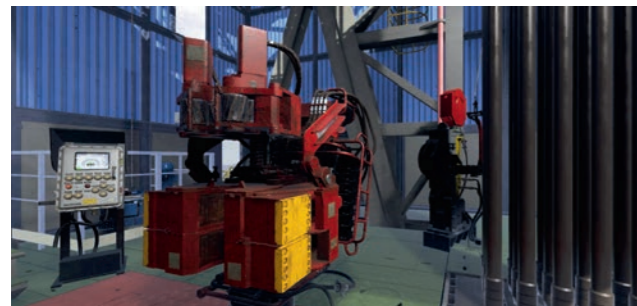
РИСУНОК 1. Снимок экрана «Командное взаимодействие в VR-тренажере по бурению»



голосовая связь, через встроенные в VR-шлемах микрофоны, что позволяет им координировать свои действия даже если они находятся в разных городах, без организации дополнительной связи. Так же это актуально, если обучение проводится в разных помещениях учебного центра, так как зачастую обучение в VR разделяют на несколько кабинетов.

Большое внимание уделено вариативности обучения и возможности дальнейшей персонализации тренажера под потребности учебных центров. В тренажере предусмотрена возможность выбора стартовых параметров сценария: геологических условий и моделей бурового оборудования.

РИСУНОК 2. Снимок экрана «Локация роторной площадки в VR симуляции»



Совокупность высокой детализации моделей и процессов, позволяет виртуальному тренажеру бурения стать отличным инструментом, дополняющим существующие теоретические курсы и практические использующие физические тренажеры.

Первые результаты

Тренажер бурения прошел ряд опытно-промышленных испытаний на производственных объектах и в учебных центрах ведущих нефтегазовых предприятий страны. Преподаватели и обучаемые производственные работники предоставили обратную связь, из которой была собрана следующая статистика:



- **100%** респондентов высоко оценили наглядность учебного материала в тренажере.
- **100%** респондентов высоко оценили качество воссозданной локации в тренажере.

Заключение

Развитие тренажера не останавливается на достигнутых результатах. Чем больше специалистов знакомятся с тренажером, тем шире становится горизонт возможностей его применения для альтернативных тем обучения.

Уже сформирован список наиболее востребованных сценариев и направлений обучения на виртуальной буровой, в числе которых: штатные операции, альтернативные аварийные сценарии, добавление отказов оборудования, уроки по охране труда и производственной безопасности, обслуживание оборудования.

Не обделяются вниманием и технические варианты исполнения буровой. В планах стоит расширение моделей бурового оборудования, а также парка самих буровых установок.

Все это позволит выйти обучению сотрудников на новый качественный уровень, не только идущий в ногу с временем, но и формирующий новые учебные стандарты, а также векторы развития цифровой индустрии.

Важно также отметить, что качественное обучение помогает адаптировать персонал к изменениям в отрасли, что особенно актуально в условиях стремительного развития технологий.

Компании, инвестирующие в обучение, создают базу для будущих лидеров и специалистов, способных решать сложные задачи и внедрять новые решения. ●

Литература

1. Пьянова, Н. В. Современные тенденции применения VR-технологий в бизнес-индустрии / Н. В. Пьянова, Е. А. Столярова, Р. Р. Пьянов // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: Экономика. Социология. Менеджмент. – 2024. – Т. 14, № 1. – С. 94-104. – DOI 10.21869/2223-1552-2024-14-1-94-104.
2. Электронный ресурс: <https://modumlab.com/modum-daily/efficiency-vr-3>. Дата обращения: 26.09.2025.
3. Анализ причин возникновения открытых фонтанов и ГНВП, произошедших на месторождениях севера Тюменской области за 2010-2016 гг. / А. Е. Анашкина, Н. А. Аксенова, Н. В. Абрамов [и др.] // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета), Тюмень, 24 ноября 2016 года. Том 2. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 23-26.
4. Минеев, А. В. Аварии и осложнения при бурении нефтяных и газовых скважин / А. В. Минеев, Е. Е. Милосердов, А. С. Мамышев // Наука и современность. – 2013. – № 22. – С. 27-31.
5. Коровин, В. М. Применение виртуальных тренажеров для обучения процессам бурения и геофизических исследований в скважинах / В. М. Коровин, М. Р. Надршин, Д. В. Рахматуллин // ПРОБЛЕМЫ МЕТОДОЛОГИИ И ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ СИНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОДХОДА В НАУКЕ : сборник статей Международной научно-практической конференции, Киров, 25 февраля 2021 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2021. – С. 9-11.

KEYWORDS: drilling, gas and oil production, simulator, VR technologies, virtual reality, training, Gazprom CPS.

С Новым Годом!



ГК «НафТаГаз»



Учебный центр
«НафТаГаз-Развитие»



«Цифровое
обучение»



«НАФТАГАЗ»
надежная реализация
вашей нефтегазовой
стратегии!

Москва, ул. Брянская, 5
+7 495 589 12 00
info@naftagaz.com

СТЭЗ ЛОКАЛИЗУЕТ ПРОИЗВОДСТВО СЕТЕВОГО И КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

РОССИЙСКОЕ ПРОИЗВОДСТВО ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ СДЕЛАЛО СЕРЬЕЗНЫЙ РЫВОК. НЕСМОТРИ НА ОБЪЕКТИВНЫЕ ТРУДНОСТИ, ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ВСЕ ШИРЕ ПОСТАВЛЯЮТ ЛОКАЛИЗОВАННУЮ ПРОДУКЦИЮ МИРОВОГО КАЧЕСТВА. ОДНИМ ИЗ ИННОВАЦИОННЫХ ЛИДЕРОВ ОТРАСЛИ ВЫСТУПАЕТ НПО «АВАЛОН-ЭЛЕКТРОТЕХ», ОСНОВНЫМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ АКТИВОМ КОТОРОГО ЯВЛЯЕТСЯ СТУПИНСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД (СТЭЗ). В 2025 Г. ПРЕДПРИЯТИЕ ЗАВЕРШИЛО ЛОКАЛИЗАЦИЮ ЦЕЛОГО РЯДА РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕТЕЙ И ПОЛУЧИЛО СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ МИНПРОМТОРГА

RUSSIAN PRODUCTION OF INDUSTRIAL ELECTRICAL GRID EQUIPMENT HAS FORGED AHEAD IN RECENT YEARS. DESPITE OBJECTIVE CHALLENGES, RUSSIAN DOMESTIC COMPANIES ARE INCREASINGLY SUPPLYING LOCALIZED, WORLD-CLASS PRODUCTS. ONE OF THE INDUSTRY'S INNOVATIVE LEADERS IS AVALON-ELECTROTECH SCIENTIFIC PRODUCTION ASSOCIATION (SPA), WHOSE MAIN PRODUCTION ASSET IS THE STUPINO ELECTROTECHNICAL PLANT. IN 2025, THE COMPANY COMPLETED THE LOCALIZATION OF A NUMBER OF INDUSTRIAL NETWORK SOLUTIONS AND RECEIVED THE RELEVANT APPROVALS FROM THE MINISTRY OF INDUSTRY AND TRADE

Ключевые слова: электросетевое оборудование, промышленная автоматизация, коммутаторы, клеммы, интерфейсные реле, монтажная база.

Ирина Герасимова

Научно-производственное объединение «Авалон-ЭлектроТех» – российская компания с 20-летней экспертизой в сфере электротехники и промышленной автоматизации. С 2022 г. входит в структуру российского инвестиционного холдинга «Авалон Групп». Ступинский электротехнический завод (ООО «СТЭЗ») основан в 2016 г. Специализируется на производстве премиальной электромеханической и электронной продукции. Является резидентом ОЭЗ «Ступино Квадрат».

Коммутаторы для стратегических производств

Важным достижением конца 2024 – начала 2025 года для СТЭЗ стала локализация выпуска промышленных коммутаторов STEZ серий 48XX. Работы в этом направлении велись три года за счет собственных инвестиций. В настоящее время все ключевые операции – от сборки до тестирования – выполняются в России на отечественном или полностью адаптированном для нашей страны оборудовании. В 2025 г. коммутаторы STEZ48xx были включены в реестр промышленной продукции Минпромторга РФ и получили официальное подтверждение статуса локализованного оборудования. Кроме того, Минцифры РФ зарегистрировало программное обеспечение коммутаторов STEZ48xx в реестре отечественного ПО, а также прошли аттестацию РОССЕТИ.

STEZ48xx – это промышленные магистральные коммутаторы уровня L2/L3 для критически важной инфраструктуры предприятий. Они активно применяются в системах автоматизации управления производством для объединения технологического оборудования в единую систему обмена данными.

Преимущества коммутаторов серии:

- поддерживают IP-маршрутизацию, протоколы VRRP, OSPF, RIP, IGMP, PIM;
- имеют до 28 портов Gigabit Ethernet;
- работают с VLAN;
- обеспечивают QoS и функции безопасности.

Устройства спроектированы специально под запросы российского рынка, в том числе компаний атомной и энергетической отраслей.

Инновационные клеммы

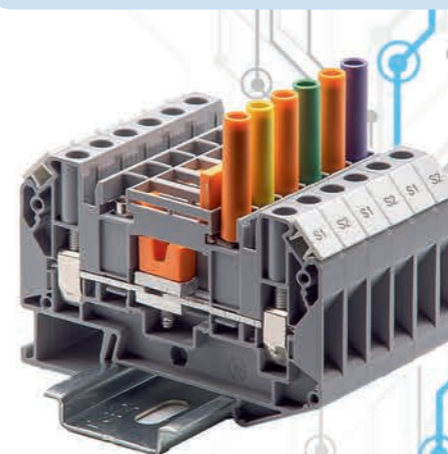
СТЭЗ – крупный производитель клемм, выпускающий изделия для всех востребованных типов подключения. Это универсальные клеммы с винтовыми зажимами КНВ, компактные клеммы с пружинными зажимами КНЗ, гибридные клеммы PTU, проходные Push-in клеммы для корпусов релейной защиты и автоматики (РЗА) и другие.

Но потребность предприятий страны в качественных решениях растет, и в 2025 г. СТЭЗ выпустил в продажу новую линейку уникальных измерительных клемм типа КНИВ. В октябре Минпромторг включил инновационные клеммы в реестр промышленной продукции.

Клеммы данной серии представлены в двух основных конструктивных вариантах: КНИВ 6-2(-Т) – с ползунковым размыкателем, который позволяет быстро размыкать цепь без отключения питания, а также КНИВП 6-2(-Т) – без ползункового механизма. Оба варианта выпускаются с измерительными втулками (-Т) либо без таковых.

Основные технические характеристики клемм КНИВ:

- Номинальное напряжение: 800 В
- Расширенный рабочий диапазон температур от -60 до +130 °С, что обеспечивает надежность в экстремальных условиях
- Размер сечений подключаемых проводов: 0,5–10 мм²
- Номинальный ток: 41 А
- Материал корпуса: полиамид 66 (ПА 66) с высокими изоляционными свойствами даже при критических нагрузках
- Универсальность подключения (использование перемычек винтового/втычного типов)



Измерительные клеммы КНИВ функционально полностью соответствуют аналогам известных западных производителей, обеспечивая высокую надежность и безопасность электрических соединений. При этом изделия просты в монтаже и эксплуатации, а также обладают более широким диапазоном температур.

Кроме того, в 2025 г. в реестр Минпромторга вошли следующие модели клемм:

- Клемма КНЗ 2,5-2;
- Клемма КНЗ 2,5-3;
- Клемма КНЗ 2,5-2Y;
- Клемма КНВ 4-2;
- Клемма КНВ 6-2;
- Клемма заземляющая КНЗ 2,5-3-РЕ;
- Клемма заземляющая КНЗ 2,5-2-РЕ.

Новые интерфейсные реле

В 2025 г. в реестр промышленной продукции Минпромторга были внесены также

серии интерфейсных реле РПМ-1 и РПО-1 производства СТЭЗ. Эти решения остро необходимы российским предприятиям для надежного управления современными промышленными установками.

РПМ-1 – это «классическое» механическое интерфейсное реле, которое обеспечивает гальваническую развязку и высокую устойчивость к импульсным помехам и перегрузкам.

РПО-1 – современное оптическое полупроводниковое интерфейсное реле. Его преимущества – высокое быстродействие, бесшумная работа и длительная служба за счет отсутствия механического износа.

Интерфейсные реле СТЭЗ выпускаются под разные напряжения тока, используемые на российских предприятиях: 24 VDC, 24 VAC, 220 VDC и 230 VAC. В конструкцию изделий заложены схемы защиты. Так, для реле на 230 VAC в цепь катушки встроен RC-фильтр, а модели на 24 VDC оснащены специальным диодом.

Для задач, требующих высочайшей надежности коммутации (измерительные цепи, системы связи и обработки сигналов и др.), СТЭЗ выпускает модели с позолоченными контактами.

Универсальные монтажные базы

Еще одно новое локализованное решение СТЭЗ – универсальные монтажные базы РПБ-1. Монтажная база выступает ключевым элементом системы. Особенности РПБ-1 являются быстрый монтаж и легкая замена реле без отключения проводки. Для подключения проводов к базе используется метод Push-In (молниеносная установка без инструмента), что многократно сокращает сборку. Использование узких реле (ширина 6,2 мм) обеспечивает максимальную плотность монтажа на DIN-рейку.

База РПБ-1 может использоваться как для механических, так и оптических реле. Кроме того, вся система совместима с аксессуарами (системами маркировки, сборными перемычками) известных зарубежных аналогов.

Выгоды для приобретателей

Внесение электротехнических компонентов производства СТЭЗ в реестр Минпромторга – это официальное подтверждение российского происхождения продукции и соответствия законодательным требованиям о промышленной политике. Таким образом, предлагаемые решения могут быть применены в крупных инфраструктурных проектах, в том числе с государственным участием.

Локализованная продукция СТЭЗ – стратегически выгодный выбор для покупателей. По техническим и функциональным характеристикам продукция предприятия успешно конкурирует с лучшими зарубежными аналогами. Производство ведется с помощью современных автоматизированных станков, обеспечивающих высокую производительность и стабильное качество продукции. На территории завода работает собственная электротехническая испытательная лаборатория. Каждое изделие проходит обязательный выходной контроль всех параметров.

В разрезе экономической эффективности приобретатели отечественных решений значительно выигрывают. Продукты СТЭЗ значительно дешевле импортных комплектующих, а поставки внутри страны оперативны, надежны и независимы от санкций. Кроме того, покупатели получают гарантированное техническое сопровождение и сервисную поддержку. К тому же продукция СТЭЗ по сравнению с зарубежными аналогами лучше адаптирована к российским условиям эксплуатации, что также положительно сказывается на экономике проектов. ●

KEYWORDS: electrical network equipment, industrial automation, switches, terminals, interface relays, mounting base.

РЕКЛАМА





Быстрый мониторинг мерзлых грунтов

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. Трофимука создана технология оперативного мониторинга мерзлых грунтов. Разработка предоставляет возможность наблюдать за процессами в почве онлайн. Суть технологии заключается в бурении неглубоких скважин, в которые устанавливаются чувствительные датчики. Используются два типа генераторов-передатчиков: индукционные катушки и токовые линии. Основная идея – размещение набора передатчиков в одной скважине, а приемников – в соседней. Это обеспечивает взаимное сканирование пространства между скважинами, что позволяет точно фиксировать происходящие изменения. Допускается и альтернативный вариант, при котором генератор размещается на поверхности, а просвечивается зона между источником и подземными датчиками. Сигнал передается короткими электромагнитными импульсами, реакция грунта фиксируется специальными приборами. Технология уделяет особое внимание состоянию верхнего талого слоя, оставаясь универсальной для регионов с различными типами грунта.

Из отходов в полезные продукты

Кислые шахтные воды могут выходить на поверхность еще 50–100 лет после закрытия угольных шахт, нанося ущерб экосистеме. Традиционные методы не справляются с очисткой. Ученые Пермского Политеха разработали технологию, позволяющую не только обезвредить опасные отходы, но и получать из них полезные продукты – ценные металлы для промышленности и удобрения для сельского хозяйства. Чтобы избавиться от основных металлов, в токсичный сток добавляют 10%-ный водный раствор аммиака. При такой концентрации реакция происходит за 2–3 минуты: ионы металлов взаимодействуют с аммиаком и выпадают в виде нерастворимых гидроксидов. Затем осадок отделяют от воды и в дальнейшем используют в промышленности для извлечения ценных соединений – железа или алюминия. Таким образом, в стоке остаются лишь сульфат аммония и вредный гидроксид лития, который нейтрализуют с помощью углекислого аммония. Это реагент, преобразующий литий в карбонат лития, в результате чего он также выпадает в полезный осадок. Обезвреженный литий можно извлечь в сухом виде для применения в разных отраслях промышленности или оставить в очищенной воде вместе с сульфатом аммония, получив аммиачно-литиевое удобрение.

Низкомолекулярная стабилизация газового конденсата

Ученые РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработали первую в мире технологию низкотемпературной стабилизации газового конденсата. Главная трудность при разработке месторождений, содержащих газовый конденсат, – его первичная переработка. Газоконденсатная смесь нестабильна из-за большого содержания легких углеводородных газов. Для хранения и перевозки ее надо дегазировать. Разработанный мобильный комплекс может работать прямо на кустовой площадке, в непосредственной близости к скважинам. Метод заключается в применении управляемых кавитационных полей, которые создаются с помощью акустических колебаний на жидкие углеводороды. Ультразвуковой генератор преобразует напряжение в высокочастотные механические колебания заданной амплитуды. Они передаются в жидкую среду в виде ультразвуковых волн, создающих микроскопические пузырьки. Это приводит к интенсивной дегазации растворенных в газовом конденсате легких фракций углеводородов. Метод не требует нагрева, а это значит, что он подходит для использования в условиях Арктической зоны.

ПО для автоматической классификации опор ЛЭП

Инженеры Новосибирского государственного технического университета разработали программу для классификации опор линий электропередачи по степени износа, позволяющую в автоматическом режиме ранжировать конструкции на категории для более эффективного планирования затрат на обслуживание и ремонт. Программа основывается на экспериментально определенных частотах колебаний конструкции. Диагностика строится на таком параметре контроля, как частота собственных колебаний. Этот параметр определяется с помощью специального датчика, разработанного в НГТУ. Ученым потребовался софт, который автоматически обрабатывает информацию и ранжирует опоры по степени износа – от исправных до ограниченно-работоспособных. Софт позволяеткратно экономить средства на диагностике и время работы специалистов. Новая разработка может быть интегрирована с системами цифровых двойников энергообъектов. Применение данной разработки особенно актуально для энергокомпаний Сибири и Дальнего Востока, где значительная часть инфраструктуры эксплуатируется несколько десятилетий в сложных климатических условиях.

Защита котлов-утилизаторов

Ученые Национального исследовательского университета «МЭИ» разработали метод, повышающий надежность ключевых элементов парогазовых установок – котлов-утилизаторов. Новое решение направлено на значительное снижение эрозионно-коррозионного износа оборудования и увеличение срока его службы. В основу разработки лег анализ эксплуатационных данных. На его основе были созданы критерии, позволяющие прогнозировать повреждения поверхностей. Это позволило предложить новый способ защиты испарительного тракта котлов-утилизаторов от износа. Предложенный метод основан на изменении гидродинамического режима в испарительном контуре. Благодаря поддержанию скорости движения пароводяной смеси в строго определенных пределах и применению низкоинерционной схемы циркуляции удалось снизить эрозионное воздействие на внутренние поверхности труб. В отличие от традиционных схем, где поток может ускоряться в отдельных зонах и вызывать локальный износ, новая схема обеспечивает устойчивую циркуляцию. Это уменьшает механическое и химическое воздействие на металл и продлевает срок службы труб.

Повышение нефтеотдачи до 70 %

Ученые Пермского Политеха разработали экологически безопасную наножидкость, позволяющую эффективно извлекать до 70 % запасов. Наножидкость готовится на основе умягченной воды с низким содержанием солей, что значительно повышает рентабельность технологии. В нее добавляют два типа наночастиц: алюминиевые и кремниевые. Первые помогают жидкости просачиваться в мельчайшие пустоты породы и разрушать скопления сырья снаружи, вторые проникают в залежи углеводородов и разрушают их структуру. После чего плотные нефтяные массы теряют свою целостность, распадаясь на множество мелких капель. Это создает условия для эффективного вытеснения – вода легко подхватывает образовавшиеся частицы и направляет их к скважине. Чтобы элементы не слипались, в раствор добавлены стабилизаторы, которые создают на каждом из них защитную оболочку, заставляя отодвигаться друг от друга. Испытания показали, что оптимальный эффект достигается при 350 ppm (0,035 %, или 350 грамм состава на тонну воды). Общий коэффициент вытеснения нефти достиг 70 %, что на 21,5 % больше, чем при использовании только воды.

СИСТЕМЫ ДИНАМИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ морских объектов

ТРЕБОВАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ МОРСКИХ СУДОВ И БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ СИСТЕМАМИ ДИНАМИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ РЕГУЛИРУЮТСЯ ПРАВИЛАМИ ПОСТРОЙКИ, ПРАВИЛАМИ ПО ОБОРУДОВАНИЮ МОРСКИХ СУДОВ, А ТАКЖЕ ПРАВИЛАМИ ПО НЕФТЕГАЗОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ МОРСКИХ ПЛАВУЧИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ, ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК И МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ. СИСТЕМА ДИНАМИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ КЛАССА НЕ НИЖЕ DP2 НЕОБХОДИМА ДЛЯ ВОЗМОЖНОСТИ РАБОТЫ СУДОВ В ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЕ

REQUIREMENTS FOR EQUIPPING MARINE VESSELS AND DRILLING PLATFORMS WITH DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS ARE REGULATED BY THE CONSTRUCTION RULES, THE MARINE VESSEL EQUIPMENT RULES, AND THE OIL AND GAS EQUIPMENT RULES FOR FLOATING OFFSHORE OIL AND GAS UNITS, FLOATING DRILLING RIGS, AND FIXED OFFSHORE PLATFORMS. A DYNAMIC POSITIONING SYSTEM OF AT LEAST DP2 CLASS IS REQUIRED FOR VESSELS TO OPERATE IN OFFSHORE ZONES

Ключевые слова: система динамического позиционирования, морские суда, работа на шельфе, буровые платформы, автоматизация.

Петров Роман Галеевич

директор научно-производственного центра «Автоматизация гражданских судов и кораблей», АО «Концерн «НПО «Аврора»

Фактически система динамического позиционирования состоит из:

- системы управления динамическим позиционированием СУДП;
- пропульсивного энергетического комплекса, состоящего из генераторов электроэнергии, распределительных устройств и активных средств маневрирования, таких как рулевые устройства, винторулевые колонки, подруливающие устройства и др.;
- датчиков позиционирования, которые определяют точное положение объекта (например, спутниковые системы GPS/ GLONASS), лазерных датчиков и радарных датчиков, которые определяют местоположение относительно транспондера установленного на объекте, относительно которого предполагаются позиционирования. Такие датчики устанавливаются обычно на судах снабжения, гидроакустическая система позиционирования обычно устанавливается на научно-исследовательские суда и позволяет определять местоположение относительно транспондеров, установленных на дне.

Основной задачей СДП является удержание в точке судна или другого морского объекта.

Удержание судна в заданной точке является задачей, необходимой для выполнения морскими судами и платформами ряда функций, таких как бурение, исследования дна, научные исследования и другие.

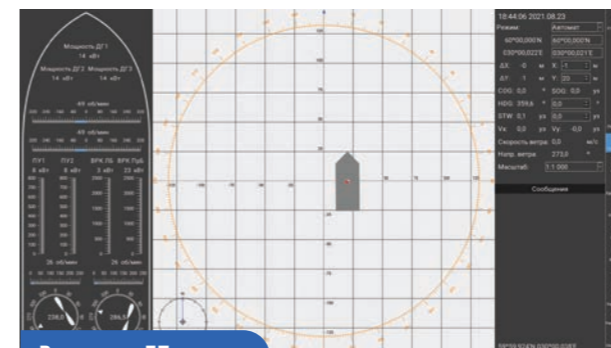


АО «Концерн «НПО «Аврора» является разработчиком и изготовителем систем управления движением и динамическим позиционированием уже многие годы и имеет большой опыт поставок систем на российские суда

СУАД ДП «Апатит» обеспечивает:

- стабилизацию скорости при движении более четырех узлов в установившемся режиме со средним отклонением не более 0,5 узла (без учета погрешностей навигационных систем, уточняется на этапе ходовых испытаний);
- удержание по курсу в режимах ДП при волнении моря, ветре и течениях, указанных в приложении В, с отклонением от заданного курса не более 5°

РЕКЛАМА

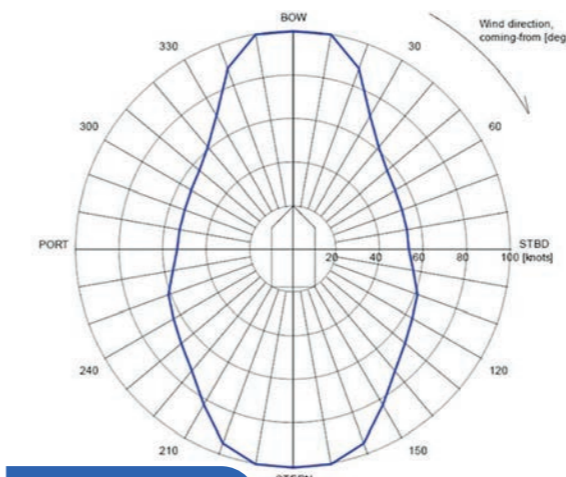


Видеокадр ДП

(без учета погрешностей навигационных систем, уточняется на этапе ходовых испытаний, уточняются ограничения по направлению действия внешних возмущений);

- удержание в точке в режимах ДП при волнении моря, ветре и течениях, указанных в приложении В, с отклонением от заданного местоположения не более 5 м (без учета погрешностей навигационных систем, уточняется на этапе ходовых испытаний, уточняются ограничения по направлению действия внешних возмущений).

На скоростях более четырех узлов погрешности расчетов могут увеличиваться.



Видеокадр «Диаграмма удержания»

Также в составе системы реализована функция sарability plot (диаграмма удержания), которая позволяет выполнить оценку судна с СДП в отношении возможности удерживать позицию и/или курс судном с СДП при воздействии внешних возмущающих сил, в том числе и в случае единичного отказа оборудования СДП, при заданных конфигурациях системы и условиях окружающей среды.

СУД и ДП «Апатит» обеспечивает решение следующих задач:

- автоматизацию информационного обеспечения для принятия управленческих решений по управлению движением судна и техническими средствами движения в рамках функциональных обязанностей должностных лиц РР;
- дистанционно-автоматизированное и автоматическое координированное управление движительно-рулевым комплексом судна при движении с заданным курсом (работу адаптивного авторулевого);

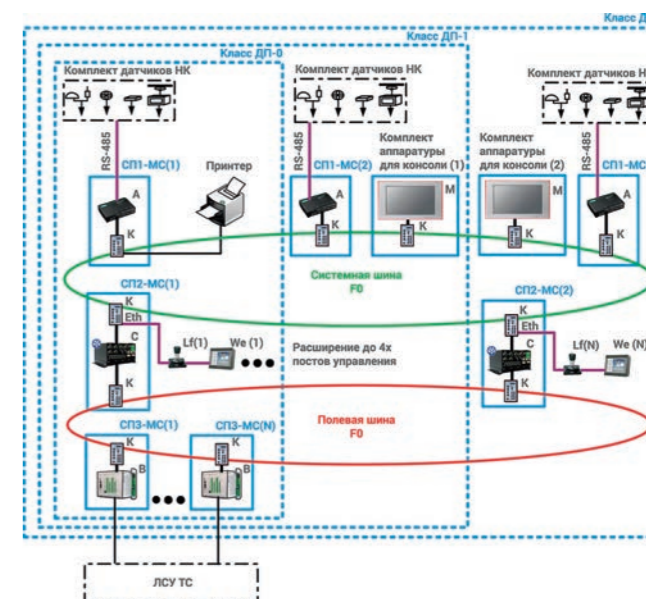
- дистанционно-автоматизированное координированное управление (от одной рукоятки) при движении по заданной траектории (траекторное движение) как по линии заданного пути (с минимизацией числа переключений пера руля), так и по поворотным точкам с последующим выходом на заданный курс и его стабилизацией;
- дистанционно-автоматизированное (от одной рукоятки) и автоматическое координированное управление динамическим позиционированием судна в заданном районе или заданной точке.



Видеокадр карты

Система САУД ДП состоит из:

- приборов вычислительных управления движением и позиционированием (для класса ДП2 и выше — в состав входит два резервированных прибора);
- приборов сопряжения с навигационным комплексом и с техническими средствами (количество зависит от протоколов сопряжения);
- панелей управления в ходовой рубке;
- панели управления с джойстиком.



Система разработана и изготавливается из отечественных комплектующих, что подтверждается наличием заключения Минпромторга России о подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации. ●

KEYWORDS: dynamic positioning systems, offshore vessels, drilling platforms, and automation.

Система динамического позиционирования

РАЗРАБОТКА СКВАЖИННОГО ФИЛЬТРА с применением аддитивного технологического процесса

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПРИМЕНЕНИЮ АДДИТИВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СКВАЖИННОГО ФИЛЬТРА С ЦЕЛЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОПАДАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В ДОБЫВАЕМУЮ ПРОДУКЦИЮ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ФИЛЬТРУЮЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ С ГИРОИДНОЙ СТРУКТУРОЙ, СПРОЕКТИРОВАННЫЕ В КОМПАС-3D, А ТАКЖЕ СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТАХ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ВЫБИРАТЬ ВАРИАНТЫ ЗАПОЛНЕНИЯ СПРОЕКТИРОВАННОЙ ФОРМЫ РАЗЛИЧНЫМИ СТРУКТУРАМИ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ГЛАВНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА РЫНКЕ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ВЫБОР ПОЛИМЕРА ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ФИЛЬТРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ФИЛЬТРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ВЫПОЛНЕНО С ПРИМЕНЕНИЕМ АДДИТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ 3D-ПЕЧАТИ ИЗ ПОЛИАМИДА. ОПРЕДЕЛЕНА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ФИЛЬТРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ, КОТОРЫЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ПРОЕКТИРОВАТЬ ПОД КОНКРЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДОБЫЧИ С УЧЕТОМ ПОЛУЧЕННОЙ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ ПЕЧАТИ И ТОНКОСТЬЮ ОЧИСТКИ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

ADDITIVE OPERATING PROCEDURE IS RAPIDLY DEVELOPING, DISPLACING TRADITIONAL TECHNOLOGIES. PRODUCTS MANUFACTURED USING ADDITIVE OPERATING PROCEDURE ARE WIDELY USED IN A NUMBER OF INDUSTRIES, INCLUDING OIL AND GAS, DUE TO THE SAVINGS IN RAW MATERIALS, THE POSSIBILITY OF WASTE-FREE RECYCLING AFTER THEIR USEFUL LIFE, AND THE AVAILABILITY AND AFFORDABILITY OF POLYMER RAW MATERIALS. USING ADDITIVE MANUFACTURING METHODS ALLOWS FOR THE PRODUCTION OF MATERIALS WITH COMPLEX STRUCTURES, INCLUDING PERMEABLE PRODUCTS, WHICH ARE WIDELY USED IN MANY INDUSTRIES. THIS ARTICLE IS DEVOTED TO THE APPLICATION OF ADDITIVE OPERATING PROCEDURE FOR THE DEVELOPMENT OF A WELL FILTER WITH A GYROID STRUCTURE TO PREVENT THE REMOVAL OF MECHANICAL IMPURITIES INTO THE PRODUCTION WELL

Ключевые слова: аддитивная технология, 3D-печать, скважинный фильтр, фильтрующий элемент, пескопроявление, механические примеси, гироидная структура, трижды периодическая поверхность минимальной энергии.

**Анашкин
Николай Владимирович**
младший научный
сотрудник

**Каушанский
Давид Аронович**
заведующий лабораторией,
ведущий научный
сотрудник,
к.т.н.

Институт проблем
нефти и газа РАН

Аддитивные технологии стремительно развиваются и внедряются во все отрасли, вытесняя традиционные технологии, поскольку позволяют изготовить функциональные изделия, которые не уступают по своим эксплуатационным свойствам продукции, выпущенной серийно с применением традиционных технологий. Изделия, изготовленные с использованием аддитивного технологического процесса, широко применяются в ряде отраслей, в том числе и нефтегазовой, благодаря экономии исходного сырья, возможности безотходной переработки изделий после истечения срока эксплуатации, а также доступности и дешевизны полимерного сырья. Кроме того,

возможна мгновенная передача на производство 3D-модели детали по сети в любую точку мира. Использование методов аддитивного (послойного) наращивания позволяет получать материалы со сложной структурой, к которым относятся проницаемые изделия, нашедшие широчайшее применение во многих отраслях промышленности.

Данная статья посвящена применению аддитивного технологического процесса для разработки скважинного фильтра с целью предотвращения попадания механических примесей в добываемую продукцию. Для предотвращения пескопроявлений принято выделять

УДК 622.24.05.004

ТАБЛИЦА 1. Методы предотвращения выноса механических примесей

Метод предотвращения пескопроявлений	Принцип	Пример
Химический	Укрепление околоскважинной зоны пласта с помощью вяжущих веществ	Смолы, полимеры, кремнийорганические соединения и др.
Физико-химический	Укрепление околоскважинной зоны пласта термическим воздействием на высоковязкую нефть	Коксование нефти
	Создание искусственного коллектора в зоне каверн	Цементные, песчано-цементные, цементно-полимерные и др. смеси RCP-пропант (resin coated proppant)
Механический (физический)	Оборудование скважин противопесочными фильтрами различных конструкций	Намывные гравийные, щелевые, проволочные, перфорированные и др. фильтры
Комбинированные	Гибридные технологические решения по предупреждению пескопроявлений	Песчано-цементные смеси с вяжущими добавками и др.

химические, физико-химические, механические (физические) методы и их комбинации (комбинированный метод) [3] (табл. 1). В статье центральное внимание уделено механическому методу, заключающемуся в оснащении добывающих скважин противопесочными фильтрами. Существует классификация [5]

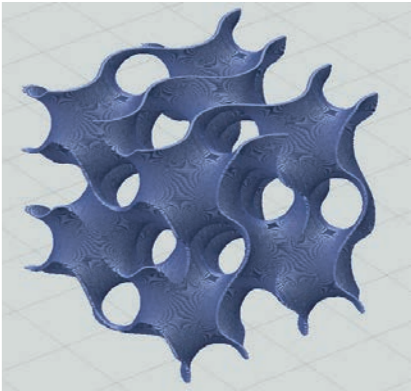
фильтров, основанная на принципе устройства фильтрующего элемента: намывные гравийные, щелевые, проволочные и перфорированные фильтры.

Материалы с гироидной структурой заполнения

Для разработки материалов с прогнозируемыми свойствами на макроструктурном уровне применяются трижды периодические поверхности. Изготовление материалов с упорядоченной структурой трижды периодических минимальных поверхностей стало доступно ввиду активного развития аддитивных технологий.

Структуры с топологией трижды периодической поверхности минимальной энергии (ТППМЭ) состоят из повторяющихся элементов с минимально возможной площадью. Представителями данных поверхностей являются гироиды, обладающие трижды

РИСУНОК 1. Структура с топологией трижды периодической поверхности минимальной энергии – гироид



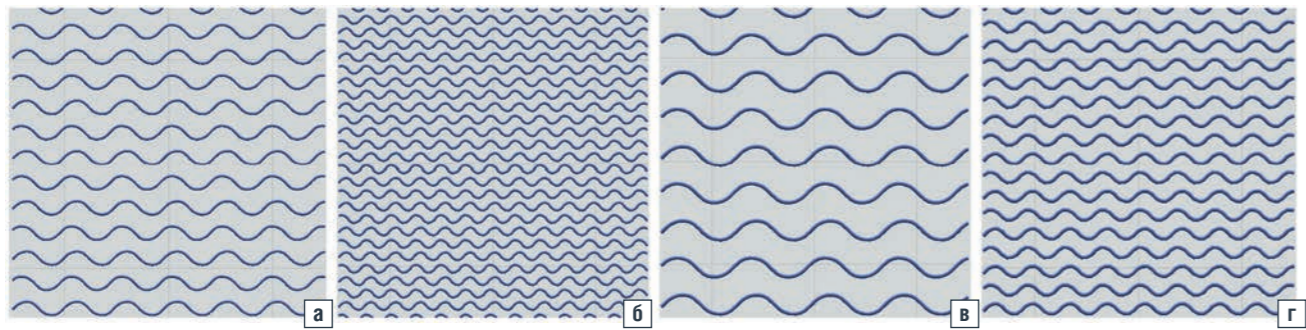
периодической структурой, т.е. периодичностью вдоль трех осей. Параметры периодичности можно варьировать в зависимости от целевых свойств получаемого объекта [1]. На рис. 1 представлена структура с топологией ТППМЭ со следующими параметрами: ширина линии 0,5 мм, плотность 7% (параметры при проектировании). Гироиды могут быть описаны тригонометрическим уравнением (1):

$$\sin(x) \cdot \cos(y) + \sin(y) \cdot \cos(z) + \sin(z) \cdot \cos(x) = t, \quad (1)$$

где x, y, z – координаты декартовой системы координат; t – параметр.

Существует ряд работ, целью которых стало изучение свойств материалов с топологией ТППМЭ. Материалы с гироидной структурой заполнения сочетают низкую массу и высокие удельные механические характеристики, в связи с чем они могут найти применение во многих отраслях, в том числе нефтегазовой. Учитывая достоинства данных проницаемых структур, целесообразно изготавливать фильтрующие элементы с гироидной структурой для предотвращения попадания механических примесей в добываемую жидкость. Ключевыми задачами являются анализ главных полимерных материалов на рынке аддитивных технологий и выбор полимера для изготовления фильтрующих элементов.

РИСУНОК 2. Первый слой гироидной структуры при печати



а – ширина линии 0,2 мм, плотность 10 %; б – ширина линии 0,2 мм, плотность 20 %;
в – ширина линии 0,3 мм, плотность 10 %; г – ширина линии 0,3 мм, плотность 20 %

Анализ полимерных материалов и выбор полимера для изготовления фильтрующих элементов

Полимер должен обладать термостойкостью, химической стойкостью к составу флюида, высокими прочностными и износостойкими характеристиками. Целесообразно рассматривать распространенные полимеры, чтобы не сталкиваться с логистическими проблемами.

В качестве материала для изготовления фильтрующего элемента стоит рассматривать полимеры полилактид (PLA), акрилонитрилбутадиенстирол (ABS) и полиамид, поскольку они по-прежнему остаются главными полимерными материалами на рынке аддитивных технологий [4].

Полилактид не применяется для производства сильно нагруженных деталей, обладает низкой износостойкостью, биоразлагаем.

Кроме того, полимер размягчается при температуре около 60 °С и неустойчив к воздействию нефти. Полилактид – один из самых дешевых полимеров для 3D-печати, настройка печати данным полимером не требует много времени. PLA обладает низкой усадкой при печати.

Акрилонитрилбутадиенстирол применим для производства средненагруженных деталей, эксплуатирующихся при неинтенсивных нагрузках. Данный полимер сохраняет свои свойства до 90 °С, нестоек к ароматическим углеводородам, кетонам и сложным эфирам. Стоимость акрилонитрилбутадиенстирола несколько выше, чем у полилактида. При печати данным полимером требуется подогреваемый рабочий стол, поскольку он склонен к значительной усадке. 3D-модели из ABS долговечны, влагостойки, нежелательно попадание на них ультрафиолета [2].

Полиамид применим для изготовления высоконагруженных деталей, эксплуатирующихся в условиях интенсивного износа.

Стоимость полиамида выше, чем у ранее рассмотренных полимеров. Перед 3D-печатью необходима сушка филамента, поскольку полиамид гигроскопичен [4]. Полиамидные детали устойчивы к воздействию нефтепродуктов и могут эксплуатироваться без снижения механических свойств до 100–115 °С.

Анализ показал, что оптимальным вариантом полимера для изготовления фильтрующих элементов является полиамид.

Проектирование и изготовление фильтрующих элементов

Проектирование опытного образца фильтрующего элемента кубической формы с гироидной структурой без граничных стенок реализовано в системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D, а также современных программных продуктах, которые позволяют выбирать варианты заполнения спроектированной формы различными структурами. Для создания различных по размеру пор в структуре использован параметр «плотность», т. е. степень заполнения. Вторым ключевым параметром при проектировании является ширина линии, т. е. размер нити, выдавливаемой из сопла экструдера при 3D-печати [1].

Анализ рис. 2 показал, что при одинаковой степени заполнения, для получения более высокой степени очистки от механических примесей целесообразно применять фильтрующий элемент,

напечатанный с использованием полимерной нити меньшего диаметра, выдавливаемой из сопла экструдера 3D-принтера. В то время как при одинаковом размере линии при печати для более тонкой очистки следует применять фильтрующий элемент с наибольшей степенью заполнения. Для первоначальной настройки диаметра фильтрационных каналов, учитывая гранулометрический состав выносимых механических примесей, стоит применять параметр «плотность», т. к. изменение данного параметра с шагом 10% вносит больший вклад в изменение размера фильтрационных каналов, нежели изменение параметра «ширина линии» с шагом 0,1 мм. Параметр «ширина линии» целесообразно применять во вторую очередь для более тонкой настройки диаметра каналов.

Технология 3D-печати позволяет создавать проницаемые структуры. Изготовление опытных образцов фильтрующих элементов предлагается с использованием аддитивной технологии 3D-печати по методу FDM (послойное наплавление полимерной нити). Данный метод печати является самым используемым и занимает первое место среди всех методов печати, поскольку прост и доступен. Суть метода заключается в продавливании расплавленного материала из сопла, создавая заданное изделие слой за слоем. Для изделий, напечатанных методом FDM, характерна анизотропия свойств.

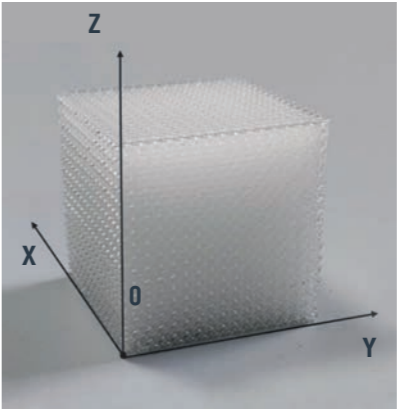
С целью создания различных по размеру каналов изготовлены кубические образцы с длиной ребра 30 мм со степенью заполнения 40–70 % (пористость 0,3–0,6 д.ед.). Все образцы напечатаны с использованием полиамидной нити диаметром 0,2 мм [1].

Определение проницаемости фильтрующих элементов с гироидной структурой

Определение проницаемости полученных фильтрующих элементов реализовано на фильтрационной установке.

Проницаемость фильтрующего элемента с гироидной структурой заполнения определялась по закону Дарси в направлении координатных осей OX, OY, OZ по отдельности (рис. 3).

РИСУНОК 3. Направления фильтрации через фильтрующий элемент



В направлениях OX и OY значения проницаемости близки, а проницаемость по направлению OZ значительно превышает проницаемость по направлению OX. Получена ожидаемая взаимосвязь между степенью заполнения образца и его проницаемостью: чем больше степень заполнения (настраиваемый параметр при печати), тем меньше проницаемость фильтрующего элемента (табл. 1).

Выводы

В рамках механического метода предотвращения выноса механических примесей предложено использовать фильтрующие элементы с гироидной структурой заполнения. Проектирование опытных образцов фильтрующих элементов реализовано в системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D, а также современных программных продуктах, которые позволяют выбирать варианты заполнения спроектированной формы различными структурами.

При выборе параметров печати на этапе проектирования фильтрующего элемента необходимо учитывать гранулометрический состав

горной породы, т.е. содержание в породе разных по размеру зерен в процентах для каждой фракции. Кроме того, при определении размеров каналов должны быть учтены такие факторы как дебит скважины, вязкость нефти, степень сцементированности коллектора, специфика кольматации фильтра. Вследствие этого фильтрующий элемент целесообразно проектировать с учетом индивидуальных условий добычи [1].

Проведен анализ главных полимерных материалов на рынке аддитивных технологий и выбор полимера для изготовления фильтрующих элементов. Изготовление фильтрующих элементов выполнено с использованием аддитивной технологии 3D-печати из полиамида. Изготовлены кубические образцы с длиной ребра 30 мм со степенью заполнения 40–70 % (пористость 0,3–0,6 д.ед.). Все образцы напечатаны с использованием полимерной нити шириной 0,2 мм.

Определена проницаемость фильтрующих элементов, которые целесообразно проектировать под конкретные условия добычи с учетом полученной взаимосвязи между параметрами печати и тонкостью очистки от механических примесей. ●

Литература

1. Анашкин Н.В. Повышение межремонтного периода работы нефтедобывающих скважин с помощью фильтра / Н.В. Анашкин, Д.А. Каушанский // Бурение и нефть. – 2025. – № 9. – С. 28–30.
2. Жуков А.В. Пластмассы для аддитивных технологий / А.В. Жуков, А.А. Никифоров, А.С. Яковлев // Вестник СГТУ. – 2021. – № 4 (91). – С. 57–70.
3. Кильмаматов А.А. Совершенствование физико-химических технологий укрепления прискважинных зон на месторождениях нефти и газа / А.А. Кильмаматов, М.М. Трипкович, Н.Н. Ефимов, В.И. Ноздра, А.И. Ермолаев // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 12(636). – С. 54–62.
4. Петров П.А. Обзор рынка PETG-пластиков и исходные данные для задачи машинного обучения / П.А. Петров, Г.Р. Аглетдинова // Аддитивные технологии. – 2025. – №3. – С. 50–54.
5. Штурн Л.В. Отечественные фильтры для заканчивания скважин / Л.В. Штурн, А.А. Кононенко, С.О. Денисов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 6. – С. 57–61.

KEYWORDS: additive process, 3D printing, well-bore filter, filtering element, sand problem, mechanical impurities, gyroid structure, triply periodic minimal surface.

ТАБЛИЦА 2. Зависимость проницаемости от степени заполнения фильтрующего элемента

Степень заполнения фильтрующего элемента, %	Пористость фильтрующего элемента, д. ед.	Проницаемость по направлению, Д		
		OX	OY	OZ
40	0,6	4753	4302	5463
50	0,5	2880	2645	3506
60	0,4	1740	1729	1806
70	0,3	985	970	1003

ТЕХНОЛОГИЯ ВТОРИЧНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ С АУКП:

новый этап в доработке подгазовых зон

Зюзев Евгений Сергеевич

эксперт отдела ГиР
месторождений Таас-Юрях
УГРМ ВС,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»

Приз Константин Игоревич

начальник отдела
ГиР месторождений Таас-Юрях
УГРМ ВС,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»

Давыдов Артем Александрович

директор по разработке НГКМ
и сервисному сопровождению,
ООО «НПК «Фильтр»

Ашин Михаил Сергеевич

заместитель директора
по разработке НГКМ
и сервисному сопровождению,
ООО «НПК «Фильтр»

Черкасов Никита Александрович

начальник управления,
ООО «Таас-Юрях
Нефтегазодобыча»

Попов Егор Павлович

начальник управления
ООО «Таас-Юрях
Нефтегазодобыча»

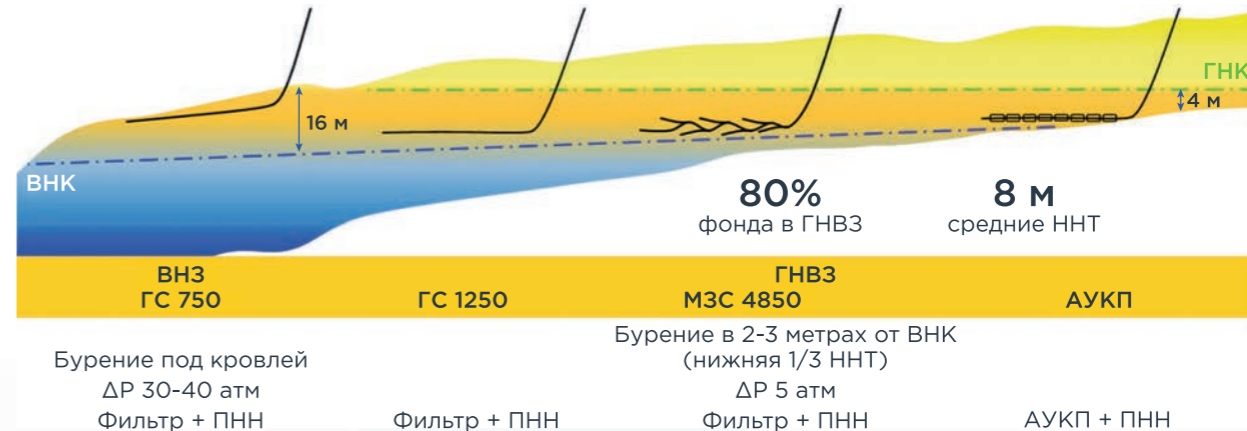
РАЗРАБОТКА ТОНКИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК В ПОДГАЗОВЫХ ЗОНАХ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ СЕРЬЕЗНУЮ ИНЖЕНЕРНУЮ ЗАДАЧУ, ОСОБЕННО В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ И ОТСУТСТВИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЭКРАНОВ. СРЕДНЕБОТУОБИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДЕМОНИСТРИРУЕТ СЛОЖНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С ПРЕЖДЕВРЕМЕННЫМИ ПРОРЫВАМИ ГАЗА И НЕСТАБИЛЬНЫМ ПРОФИЛЕМ ПРИТОКА. ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НА ОБЪЕКТЕ ВНЕДРЯЮТСЯ АВТОНОМНЫЕ УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ СЕЛЕКТИВНО РЕГУЛИРОВАТЬ ПРИТОК ФЛЮИДОВ И ОГРАНИЧИВАТЬ ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА. НОВЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ЯВЛЯЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВТОРИЧНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭТОГО МЕТОДА. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ КРИТЕРИИ ОТБОРА КАНДИДАТОВ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ, А ТАКЖЕ УСПЕШНЫЕ КЕЙСЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

THE DEVELOPMENT OF THIN OIL RIMS IN GAS-CAP OIL RIMS IS A COMPLEX ENGINEERING CHALLENGE, PARTICULARLY UNDER CONDITIONS OF HIGH RESERVOIR PERMEABILITY AND THE ABSENCE OF LITHOLOGICAL BARRIERS. THE SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD IN EASTERN SIBERIA DEMONSTRATES TYPICAL COMPLICATIONS ASSOCIATED WITH PREMATURE GAS BREAKTHROUGH AND UNSTABLE INFLOW PERFORMANCE. TO ENHANCE RECOVERY EFFICIENCY, AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICES (AICD) ARE BEING DEPLOYED, WHICH ALLOW SELECTIVE REGULATION OF FLUID INFLOW AND RESTRICTION OF UNWANTED GAS PRODUCTION

Ключевые слова: автономное устройство контроля притока, АУКП, вторичное заканчивание, конусообразование, прорыв газа, газовый фактор, нефтяная оторочка, подгазовая зона, Восточная Сибирь, Среднеботуобинское месторождение, ботуобинский горизонт.

УДК 622.276

РИСУНОК 1. Схематичный разрез Среднеботуобинского месторождения и проектные решения



В статье проанализирован опыт применения технологии вторичного заканчивания скважин с автономными устройствами притока контроля (АУКП) на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. Использовались данные промыслово-геофизических исследований, гидродинамического моделирования, лабораторные испытания гидравлических характеристик клапанов, а также производственные показатели скважин до и после вмешательства. Методика включала количественную оценку параметров притока, сегментирования пласта и потенциала дополнительной добычи нефти.

Предпосылки

Разработка нефтяных оторочек небольшой мощности в подгазовых зонах представляет собой одну из наиболее сложных задач в современной нефтедобыче, особенно в условиях месторождений с высокой проницаемостью и отсутствием литологических барьеров. Типичными проблемами для такого геологического строения являются преждевременные прорывы газа, низкая нефтеотдача вследствие конусообразования. В этих условиях традиционные системы заканчивания скважин часто оказываются неэффективными.

В условиях автономии и ограниченной инфраструктуры по использованию попутного газа это становится критическим фактором, ограничивающим темпы разработки месторождения. Требуется применение инновационных решений для контроля притока с целью достижения высокого коэффициента извлечения нефти. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Восточной Сибири, является ярким примером таких условий. Основной объект разработки ботуобинский горизонт характеризуется высокой латеральной и вертикальной выдержанностью, средней проницаемостью свыше 300 мД и отсутствием литологических экранов на границах газ-нефть-вода. Более 80 % запасов нефти этого горизонта приурочено к тонкой нефтяной оторочке мощностью от 4 до 16 метров, расположенной непосредственно под обширной газовой шапкой мощностью до 20 м.

Для минимизации рисков газопроявлений и повышения нефтеотдачи на Среднеботуобинском месторождении внедряются инновационные технологические решения. Одним из ключевых направлений является применение автономных устройств контроля притока (АУКП) при заканчивании горизонтальных и многозабойных

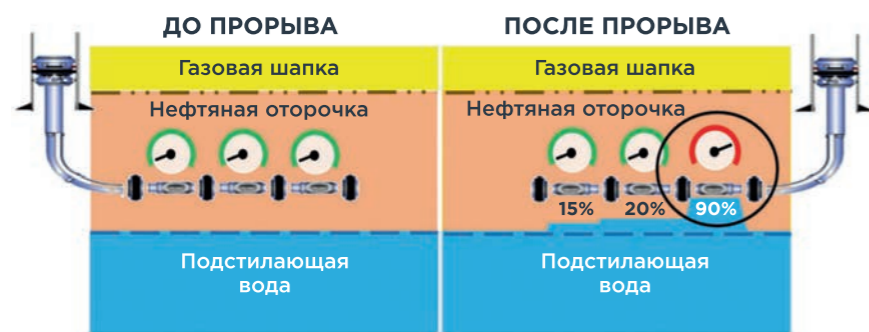
скважин. АУКП обеспечивают селективное регулирование притока флюидов, ограничивая поступление газа из высокопроницаемых зон и стимулируя приток нефти из менее проницаемых участков пласта. Это позволяет выравнивать профиль притока вдоль ствола скважины, снижать вероятность прорыва газа и повышать эффективность разработки тонких нефтяных оторочек. Применение АУКП является эффективным методом интенсификации добычи на месторождениях, для которых характерна проблематика прорывов нежелательных флюидов [2]. АУКП позволяет оптимизировать добычу из отдельных зон пласта и повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) [3].

Внедрение АУКП на Среднеботуобинском месторождении уже показало положительные результаты [1], включая увеличение добычи нефти и снижение газового фактора. Опыт применения этих устройств подтверждает их высокую эффективность в условиях сложной геологической структуры и ограничений по утилизации попутного газа. Таким образом, использование АУКП становится важным инструментом в стратегии устойчивой и эффективной разработки месторождений с тонкими нефтяными оторочками в подгазовых зонах.



РИСУНОК 2. Схема компоновки АУКП вторичного заканчивания

РИСУНОК 3. Сегментирование скважины

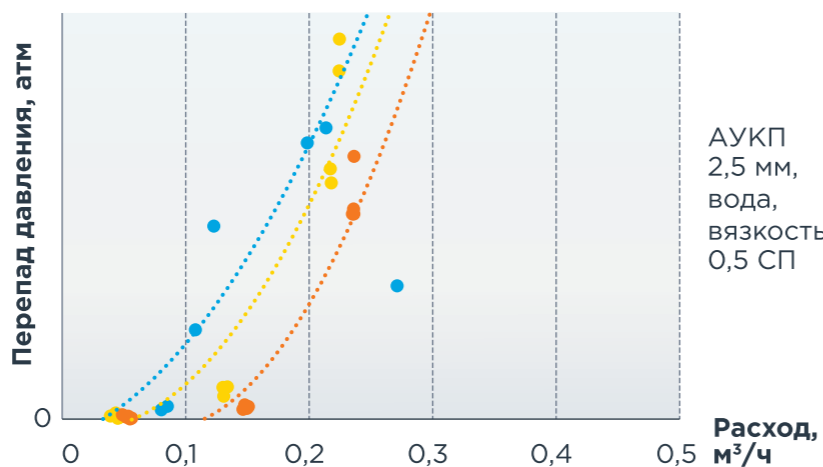


Новой вехой в повышении эффективности разработки тонких нефтяных оторочек стало внедрение технологии вторичного заканчивания с применением автономных устройств контроля притока. В отличие от первичного заканчивания, где АУКП монтируются при строительстве новой скважины, вторичное заканчивание предусматривает спуск компоновки с АУКП в уже существующий горизонтальный ствол. Этот подход особенно актуален для скважин, в которых из-за преждевременных газопровывлений или неравномерного профиля притока существенно снизились дебиты нефти и повысился газовый фактор. Технология позволяет «реанимировать» скважину, перераспределив фильтрационные потоки и ограничив доступ газа к забою, при этом сохраняя целостность существующего ствола и снижая капитальные затраты по сравнению со строительством новой скважины. Первые успешные кейсы вторичного заканчивания с АУКП на Среднебугубинском месторождении подтвердили высокую технологическую и экономическую эффективность данного подхода, что позволяет рассматривать его как перспективное направление при доразработке продуктивных интервалов с повышенными рисками газопровывлений.

Кандидаты для вторичного заканчивания с применением АУКП

Критерии подбора кандидатов для вторичного заканчивания с применением АУКП делятся на технологические (сегментирование и равнопроходной диаметр при ГРП) и геологические (выработка запасов, соотношение вязкости флюидов, высокий ГФ, подтвержденное конусообразование по данным ПГИ).

РИСУНОК 4. Результаты лабораторных исследований гидравлических характеристик АУКП типа «левитирующий диск» диаметром 2,5 мм при различных вязкостях рабочей среды



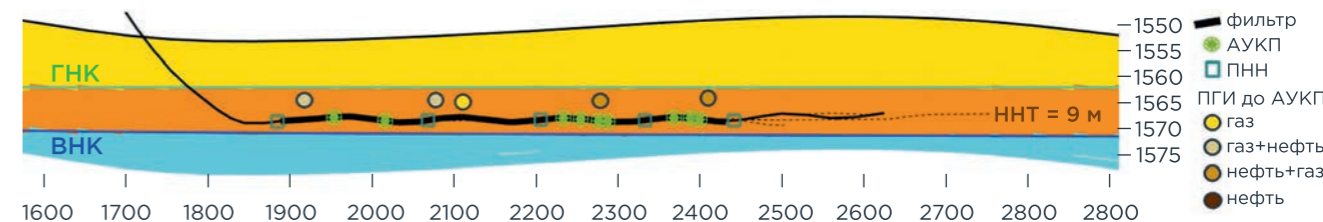
Технология АУКП ориентирована на горизонтальные и многозабойные скважины, а также горизонтальные скважины с МГРП с равнопроходным диаметром первичного хвостовика. Это связано с возможностью разобщения интервалов коллектора и, как следствие, осуществлением выработки интервалов независимо друг от друга за счет применения АУКП.

Сегментирование продуктивного пласта

Одним из главных критериев является сегментирование скважины, которое осуществляется путем установки заколонных пакеров при первичном заканчивании. Технология вторичного заканчивания подразумевает установку чашечных пакеров в интервалах установки заколонных пакеров для исключения перетоков флюидов между сегментами (рис. 2).

При выборе скважины-кандидата под вторичное заканчивание следует учитывать количество сегментов первичного заканчивания. Чем их больше, тем более эффективной работы можно достичь за счет селективного ограничения прорыва нежелательного флюида (рис. 3). Согласно опыту зарубежных компаний [4], для эффективной работы необходимо не менее трех сегментов. При сегментировании скважины менее чем на три интервала эффективность вторичного заканчивания значительно снижается.

РИСУНОК 5. Разрез по скважине 14. Данные ПГИ



Оценка диапазонов вязкости флюидов

Для определения штуцующей силы АУКП проводят стендовые испытания, где в разных соотношениях поочередно тестируют флюиды с разной вязкостью в разных соотношениях. В данном случае тестовыми жидкостями были подогретая пластовая вода вязкостью 0,5 сП и два аналога нефти вязкостями 2,5 и 45 сП. Для ограничения притоков нежелательного флюида необходима разница в вязкости, это подтверждается экспериментальными исследованиями (рисунок 4). При небольшой разности вязкостей эффективность ограничения составляет не более 10 %. Ощутимый эффект по ограничению притока воды в условиях эксперимента проявляется при разности вязкостей 4 сП (50 % и более).

В случае необходимости ограничения прорывов газа вязкость флюидов не является ограничивающим фактором применимости технологии по причине значительно меньшей вязкости газа по отношению к пластовым жидкостям.

Определение характера прорыва нежелательного флюида

Локализация прорыва играет ключевую роль при оценке потенциала применения вторичного заканчивания с АУКП. При равномерном обводнении/прорыве газа применение АУКП не позволяет добиться снижения газового фактора и обводненности.

Для определения локализации прорывов одним из наиболее эффективных инструментов является проведение промыслово-геофизических исследований (ПГИ) с последующей оценкой интервалов с большим ГФ

и обводненностью. В качестве альтернативы используют маркерные системы с проведением нескольких сессий мониторинга для повышения надежности полученных результатов интерпретации.

Еще одним вариантом косвенной оценки интервалов прорыва может быть использование гидродинамического моделирования. Данный метод может быть использован при условии высокого качества и актуальности имеющейся гидродинамической модели, но тем не менее остается косвенным методом. Это следует учитывать при формировании дизайна заканчивания.

Потенциал по дополнительной добыче нефти

Экономическая целесообразность мероприятия по вторичному заканчиванию скважины главным образом базируется на возможности получения дополнительной добычи нефти. Этот фактор, в свою очередь, в краткосрочной перспективе зависит от потенциала скважины по снижению забойного давления. Увеличение депрессии на пласт после вторичного заканчивания позволит интенсифицировать добычу из ранее не дренируемых или слабо дренируемых интервалов, которые были слабо вовлечены в разработку по причине прорывов нецелевых флюидов, обладающих большей подвижностью. Параметр забойного давления может быть ограничен как с технологической стороны, так и по геологическим соображениям. На стадии подбора скважины-кандидата важна оценка потенциала оптимизации режима скважины и, как следствие, прирост дебита нефти после мероприятия [5].

Также следует учитывать, что вторичное заканчивание

скважины с АУКП в долгосрочной перспективе приводит к увеличению КИН, что обусловлено вовлечением в разработку слабо дренируемых зон.

При выборе скважины-кандидата в случае учета ключевых критериев, приведенных выше, вероятность успешной реализации проекта и достижения целевых критериев успешности значительно возрастает. Приведенные критерии могут быть оценены до начала реализации проекта и не требуют значительных затрат при выборе оптимальных скважин для внедрения технологии.

Конструктивные, технические и технологические ограничения

Помимо критериев подбора кандидата, существуют также технические ограничения по применимости вторичного заканчивания с АУКП. Они связаны с особенностями конструкции скважины, а также дополнительными применяемыми технологиями и методами интенсификации добычи.

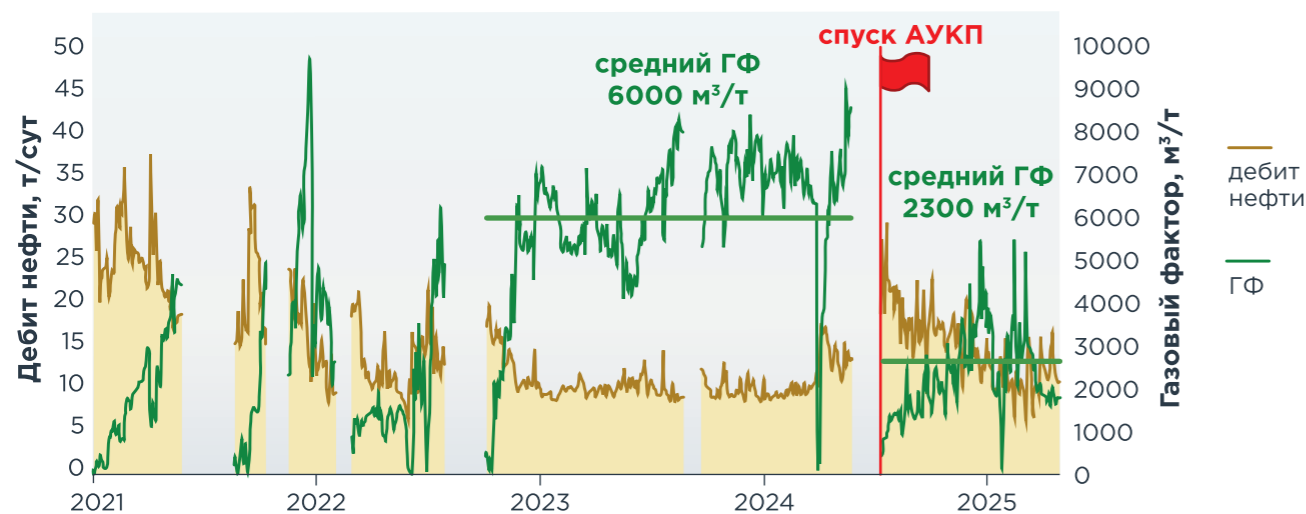
Среди конструктивных ограничений технологии вторичного заканчивания, осложняющих процесс спуска:

- ограничение по доступным диаметрам базовой трубы для реализации вторичного хвостовика (60, 73, 89 мм НКТ);
- интенсивность набора зенитного угла не более 2 градусов на 10 м длины.

Для снижения рисков недоспуска компоновки до забоя проводится расчет дохождения, а также в процессе подготовки скважины проводится шаблонирование скважины пакером-имитатором для исключения рисков прихвата.

Дополнительная техническая мера для снижения рисков прихвата –

РИСУНОК 6. Динамика эксплуатации скважины со вторичным АУКП



использование шарнирных муфт для повышения гибкости компоновки. Муфты обеспечивают герметичное соединение элементов и позволяют повысить проходимость компоновки в осложненных условиях.

Среди ограничений технического состояния скважины-кандидата выделяют следующие:

- Техническое состояние эксплуатационной колонны и заколонного цемента;
- Герметичность заколонных пакеров, включая пакер-подвеску.

Нарушение данных условий влечет за собой образование заколонной циркуляции и снижение эффективности перезаканчивания вплоть до полного отсутствия эффекта.

Среди технологических ограничений основным является возможная необходимость проведения кислотных обработок, промывок, закачки на скважине. В этом случае вторичная компоновка заканчивания должна быть оснащена клапанами для закачки/промывки. Кроме того, оборудование должно пройти дополнительные лабораторные и стендовые испытания на устойчивость к основным используемым на скважине агентам [6].

Методика расчета и оптимальный дизайн заканчивания

Основой для формирования оптимального дизайна является информация о распределении

притока (ПГИ, моделирование), история работы скважины, а также результаты стендовых гидравлических испытаний АУКП. В рамках оценки эффективности различных вариантов заканчивания выполняются следующие шаги:

- Численное моделирование. Целью расчета является верхнеуровневая оценка эффективности варианта и оценка запусковых показателей после мероприятия, а также потенциала по оптимизации.
- Гидродинамическое моделирование. В рамках данного шага производится оценка динамики показателей разработки по наиболее перспективным вариантам, выбранным в рамках шага 1. Также в рамках моделирования может быть проведена оптимизация сопутствующих параметров системы разработки с учетом потенциала от мероприятия.
- Расчет экономики проекта. В рамках данного шага для всех прогнозных вариантов проводится экономическая оценка, учитывающая как технологический эффект от мероприятия, так и капитальные и операционные затраты на его проведение.

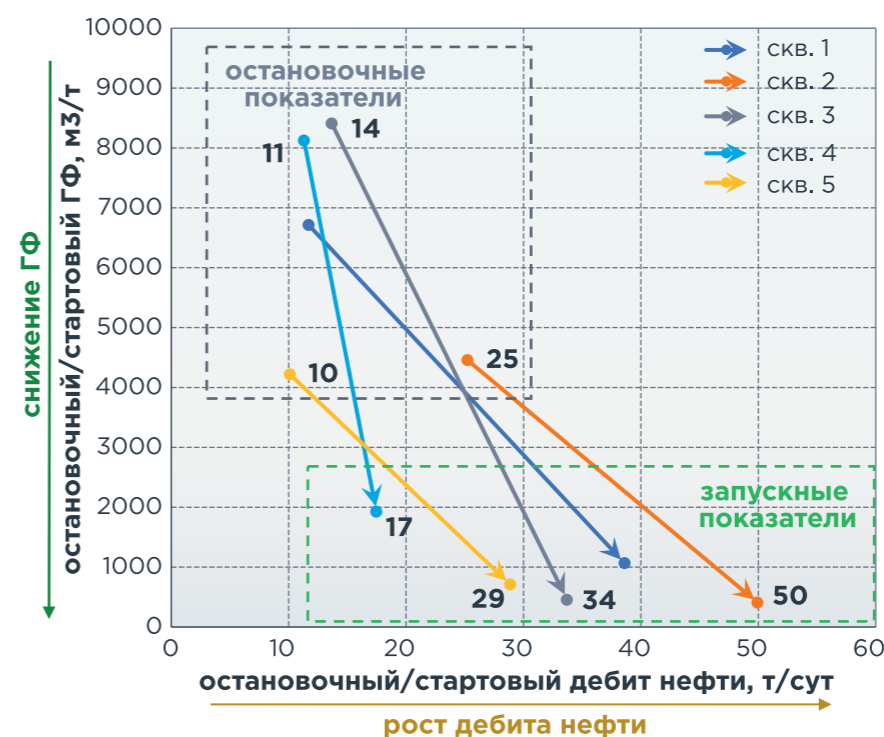
По результатам оценки осуществляется выбор оптимального варианта и принятие решения о реализации. Данный подход позволяет многоуровнево и всесторонне оценить потенциал мероприятия и оптимизировать заканчивание с учетом основных факторов неопределенности.

Опыт применения вторичного заканчивания на Среднеботуобинском месторождении

Одним из наглядных примеров успешного применения технологии вторичного заканчивания с использованием автономных устройств контроля притока стала горизонтальная скважина № 3. Скважина многозабойная с 6 боковыми стволами и основным стволом. Общая длина скважины 2136 м и эффективная проходка 100%. Пробурена в нефтенасыщенных толщинах 9 м, газонасыщенные толщины при этом составляют около 12 м. Расстояние до газонефтяного контакта 6 м. По данным ПГИ отмечаются интервалы с притоками «нефть + газ», «газ + нефть» и «газ» (рисунок 5).

Скважина длительное время эксплуатировалась в тонкой нефтяной оторочке подгазовой зоны с устойчиво высоким газовым фактором порядка 6000 м³/т, достигая в пиках значений 8000 м³/т. Такая характеристика ограничивала возможность увеличения депрессии на пласт, поскольку попытки интенсификации неизменно сопровождалась ростом добычи газа. Скважину неоднократно останавливали на длительный период для расформирования конуса газа, что позволяло эксплуатировать еще 1–2 месяца, после чего газовый фактор возвращался на прежние уровни (рисунок 6).

РИСУНОК 7. Остановочные и запусковые показатели до и после пуска АУКП по скважинам первого этапа



В рамках программы опытно-промышленных работ была реализована технология вторичного заканчивания: в основной ствол скважины была спущена компоновка с АУКП, обеспечивающая адаптивное перераспределение зон притока за счет автономного регулирования каждого интервала. После вмешательства средний газовый фактор снизился более чем на 60% до уровня около 2300 м³/т, и на протяжении более шести месяцев после внедрения системы профиль притока остается стабильным. Это позволило безопасно увеличить депрессию, что привело к росту запускового дебита нефти в два раза по сравнению с остановочными показателями. Дополнительная накопленная добыча за период работы 290 суток составила 2 тыс. т нефти.

Данный кейс демонстрирует потенциал технологии для продления активной фазы разработки тонких нефтяных оторочек в условиях развитых газовых шапок. На текущий момент реализовано пять успешных операций пуска вторичного АУКП. После всех ГТМ произошло существенное снижение ГФ в несколько раз и увеличение дебита нефти на 50–230% (рисунок 7).

Выводы

Положительные результаты применения технологии вторичного заканчивания с автономными устройствами контроля притока на Среднеботуобинском месторождении свидетельствуют о ее высокой эффективности в стабилизации газонефтяного контакта и продлении продуктивной жизни горизонтальных скважин. В условиях тонкой нефтяной оторочки, высокой проницаемости и отсутствия литологических экранов данное решение позволяет не только восстановить добычные характеристики ранее обводнившихся или газифицированных скважин, но и существенно снизить удельные капитальные затраты на доразработку пласта. На текущем этапе для Среднеботуобинского месторождения потенциально под реализацию технологии попадают порядка 20–30 горизонтальных и многозабойных скважин, продемонстрировавших ранний рост газового фактора или нестабильный приток по стволу.

Следующим логичным шагом является тиражирование технологии на месторождениях с аналогичным геологическим

строением. Объединяющими факторами для этих активов являются: развитая газовая шапка, тонкая нефтяная оторочка, отсутствие выдержанных экранирующих литологических барьеров на границе флюидов и ограничения по доступу к газовой инфраструктуре.

Кроме того, потенциал применения АУКП при вторичном заканчивании распространяется не только на борьбу с прорывами газа, но и с другими нежелательными флюидами — в первую очередь с обводнением в зоне подошвенных вод. Особенно актуально это для зрелых месторождений Западной Сибири, где фонд старых горизонтальных скважин с высокой обводненностью исчисляется тысячами. Таким образом, вторичное заканчивание с АУКП из узкопрофильной меры восстановления дебита отдельных скважин трансформируется в стратегический инструмент продления жизненного цикла зрелых активов в сложных геолого-промысловых условиях. ●

Литература

1. Зюев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40.
2. Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41.
3. Даченко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Использование горизонтальных скважин большой протяженности с применением «интеллектуальной» системы контроля притока на примере шельфового месторождения имени Ю. Корчагина // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). 2019. № 1. С. 231–254.
4. SPE 177586 Al-Jeelani O., Al-Hammadi M., Al-Marzouqi H. Optimized Completion Design Through Advanced Horizontal Well Segmentation in a Complex Carbonate Reservoir, Offshore Abu Dhabi // Society of Petroleum Engineers. 2015.
5. Казетов С.И., Сольева К.Ю. Экономическое обоснование оптимального забойного давления добывающей скважины // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 2. С. 21–29.
6. СТО ИНТИ S.100.43 Устройства контроля притока. Общие технические условия. // Редакция 1. АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив». С. 17–19.

KEYWORDS: *autonomous Inflow Control Device (AICD), secondary completion, gas coning, gas breakthrough, Gas-Oil Ratio (GOR), oil rim, gas-cap oil rim, Eastern Siberia, Srednebotuobinskoye field, Botuobinsky horizon.*

ПОЛИТИКА НУЛЕВОЙ УТЕЧКИ:

управление надежностью фланцевых соединений

ПРЕДСТАВЬТЕ СЕБЕ ТИХИЙ ЛЕТНИЙ ВЕЧЕР В ПРОВИНЦИИ... И ВДРУГ РЕЗКИЙ ЗАПАХ АММИАКА ЗАСТАВЛЯЕТ ЖИТЕЛЕЙ НЕБОЛЬШОГО СЕЛА БЕЖАТЬ ИЗ СВОИХ ДОМОВ. ИМЕННО ЭТО ПРОИЗОШЛО 21 ИЮНЯ 2015 ГОДА В СЕЛЕ ЛИПЯГИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ: ОБЛАКО ЯДОВОГО ГАЗА ПОДНЯЛОСЬ НАД АММИАКОПРОВОДОМ, ЭВАКУИРОВАЛИ ПОЧТИ 800 ЧЕЛОВЕК: МАМЫ С МАЛЫШАМИ НОЧЕВАЛИ В БОЛЬНИЦЕ, ОСТАЛЬНЫЕ – В СЕЛЬСКОМ КЛУБЕ. ПРИЧИНА ПРОИСШЕСТВИЯ – РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЯ ФЛАНЦЕВОГО СОЕДИНЕНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЕ. К СОЖАЛЕНИЮ, ТАКИЕ УТЕЧКИ НЕ РЕДКОСТЬ, ПРОСТО ОБЫЧНО ОНИ ПРОИСХОДЯТ В МЕНЕЕ ЛЮДНЫХ МЕСТАХ И НЕ ТАК ЧАСТО ПОПАДАЮТ В НОВОСТИ. МНОГИЕ ВОСПРИНИМАЮТ НЕБОЛЬШИЕ УТЕЧКИ НА ФЛАНЦАХ КАК РУТИННОЕ ЯВЛЕНИЕ. НО РАЗВЕ МОЖНО СЧИТАТЬ НОРМАЛЬНОЙ ПОТЕРЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ, КОТОРАЯ В ЛЮБОЙ МОМЕНТ МОЖЕТ ОБЕРНУТЬСЯ АВАРИЕЙ?

IMAGINE A QUIET SUMMER EVENING IN THE COUNTRYSIDE... AND SUDDENLY THE PUNGENT SMELL OF AMMONIA FORCES RESIDENTS OF THAT SMALL VILLAGE TO FLEE THEIR HOMES. THIS IS EXACTLY WHAT HAPPENED ON JUNE 21, 2015, IN THE VILLAGE OF LIPYAGI IN THE VORONEZH REGION: A CLOUD OF TOXIC GAS ROSE ABOVE AN AMMONIA PIPELINE, FORCING NEARLY 800 PEOPLE TO EVACUATE – MOTHERS AND THEIR CHILDREN SPENT THE NIGHT IN THE HOSPITAL, WHILE THE REST STAYED AT THE VILLAGE COMMUNITY CENTER. THE CAUSE OF THE INCIDENT WAS A LEAK IN A FLANGE JOINT ON A MAIN PIPELINE. UNFORTUNATELY, SUCH LEAKS ARE NOT UNCOMMON; THEY SIMPLY OCCUR IN LESS CROWDED AREAS AND DO NOT OFTEN MAKE THE NEWS. MANY PEOPLE CONSIDER MINOR FLANGE LEAKS TO BE ROUTINE. BUT IS A LOSS OF TIGHTNESS, THAT CAN LEAD TO AN ACCIDENT AT ANY MOMENT, REALLY NORMAL?

Ключевые слова: фланцевые соединения, промбезопасность, герметичность, трубопроводы, нулевая утечка.

**Григорьев
Андрей Владимирович**
ведущий инженер,
ООО «Сафротех»

**Фролов
Владимир Евгеньевич**
исполнительный директор,
к.п.н.,
ООО «Сафрософт»

Недооцененные риски фланцевых соединений

В промышленности исторически сложился парадокс: сварным соединениям уделяется повышенное внимание – аттестация сварщиков, рентген-контроль швов, строгие ГОСТы. Фланцевые соединения при этом остаются в тени.

Конечно, от качества сварного шва зависит прочность конструкции, поэтому контроль здесь жизненно необходим. Но фланцевое соединение не менее важно.

Однако до недавнего времени не было обязательных требований к квалификации персонала для сборки фланцев.

Например, в Европе существует стандарт EN 1591-4, который устанавливает программу обучения и процедуру оценки компетентности персонала, занимающегося сборкой болтовых соединений под давлением. В России подобных норм аттестации для монтажников и супервайзеров пока нет: требования к квалификации специалистов чаще носят общий характер и реализуются через внутренние корпоративные программы и стандарты компаний.

В российской промышленности это накладывается на кадровый контекст. По данным Института экономической политики им. Е.Т. Гайдара, в январе 2024 года 47% промышленных предприятий сообщили о нехватке работников – это новый рекорд наблюдений. На фоне «перекося» в сторону высшего образования (на начало 2023/24 учебного года в вузах

обучалось около 4,3 млн студентов против 3,1 млн в системе среднего профессионального образования), дефицит квалифицированных рабочих в обрабатывающей промышленности растет. Чтобы закрывать разрывы, компании активнее привлекают иностранных работников, прежде всего из стран СНГ. При этом квалификация и владение русским языком критично важны – без этого возрастает риск ошибок и отклонений от инструкций.

В итоге по промышленности распространилась опасная привычка: утечки через фланцы воспринимают как нечто обыденное, далеко не всегда стоящее аварийного отчета. Это подтверждается результатами исследования, которое в 2024 году было опубликовано в Inspectioneering Journal.

Исследования показывают, что свыше 90% всех утечек на установках приходится на клапаны и фланцы, которых в трубопроводах тысячи. Основные причины этих

утечек банальны – это проблемы с прокладками и неправильная затяжка болтов. Добавьте сюда вибрации оборудования, температурные перепады – и вот вам постепенно развивающаяся течь.

Аварийные утечки через фланцы приводят не только к экологическим проблемам, но и к дорогостоящим простоям. Например, сутки простоя установки гидрокрекинга могут обходиться в 100 миллионов рублей, а перебои в работе предприятия по производству сжиженного природного газа могут повлечь убытки до 700 миллионов рублей в сутки.

И главное, любая течь – это барьер на пути к промышленной безопасности.

Политика нулевой утечки во фланцевых соединениях

Выходит, назрела необходимость дать фланцевым соединениям ту же степень внимания, что и всем прочим критичным элементам. Наш ответ – Политика нулевой утечки. Это не громкий лозунг, а четкий принцип работы: никакие утечки недопустимы.

Мы убеждены, что к этому можно максимально приблизиться – при условии системного подхода к надежности фланцев. Позвольте поделиться ключевыми компонентами такого подхода, которые сформировались в компании «Сафротех» на базе лучшего мирового опыта и наших собственных практик:

• **Культура ответственности и регулярное обучение.** Нулевая утечка начинается с убеждения, что любой пропуск – это ЧП. Мы воспитываем у персонала нетерпимость к протечкам: заметил, что что-то не так – сообщи, зафиксируй, даже если это не твой участок.

Для работы с фланцевыми соединениями привлекаются только обученные специалисты: в Учебном центре мы готовим сотрудников по программе, эквивалентной европейскому стандарту EN 1591-4.

Монтажники и супервайзеры «Сафротеха» проходят обучение и сдают теоретический и практический экзамен, подтверждая навыки правильной затяжки, знание типов прокладок, последовательности сборки,

определения оптимального усилия и т.д. Это сродни тому, как аттестуют сварщиков – подход должен быть таким же серьезным.

На практике это означает, что каждый крепеж затягивается по регламенту, с калиброванным инструментом, в правильной последовательности и в несколько проходов, а не «на глаз». Мы используем специализированные инструменты: ручные динамометрические ключи, гидравлические ключи и шпильконатяжители – все, что позволяет обеспечить равномерную, контролируемую затяжку.

• **Стандартизированные процессы и чек-листы.** Никакой «самодеятельности» при разборке/сборке фланцев быть не может – только регламент.

Нюансов в рабочих процессах огромное множество и все они внесены в наши инструкции. Чтобы ничего не упустить в полевых условиях, работа бригады идет по чек-листу, супервайзер контролирует весь процесс пункт за пунктом. Это дисциплинирует и обеспечивает прозрачность.

• **Пятитеговая система маркировки фланцев.** «Многочастевые» бирки сейчас набирают популярность за рубежом. Мы внедрили собственную систему, суть которой – каждый обслуживаемый фланец получает специальную бирку из пяти секций, отражающих этапы работы. Эта бирка крепится непосредственно на соединение и сопровождает его на всем протяжении работ.

Такая многоступенчатая визуальная метка позволяет мгновенно увидеть статус соединения – на каком он этапе, все ли операции выполнены. Это предохраняет от человеческого фактора. Более того, в будущем каждая такая бирка будет иметь уникальный QR-код для привязки к электронной базе данных.

• **Полный реестр и мониторинг фланцевых соединений.**

При работе составляем реестр всех фланцев на всех трубопроводах и аппаратах. Каждый узел имеет свой «паспорт» со всеми важными характеристиками: стандарт, исполнение, диаметр, давление, тип прокладки, материал крепежа, момент затяжки, дата последнего обслуживания и т.д. Эти данные хранятся в специальной

системе: мы разработали для этого собственное программное обеспечение SAFROSOFT.

Главное, что при планировании ремонта или профилактики мы точно знаем, какие соединения надо обслужить, где ранее были проблемы и чему нужно уделить особое внимание, какие фланцы наиболее нагруженные. До уровня «ноль утечек» нужно доводить все фланцы, даже на воде или паре, потому что это вопрос общей культуры.

«Политика нулевой утечки» – это комплекс мер: квалифицированные сотрудники + регламентированные процедуры + контролируемый болтинг + учет каждого соединения + прослеживаемость на всех этапах. Мы в «Сафротехе» внедрили этот подход и точно знаем, что он работает. Наша цель – чтобы после работы наших специалистов установка вышла на режим без единой утечки.

Это не утопия – это новый отраслевой стандарт, к которому неизбежно придут все, кто стремится к безопасности и эффективности. Наша отрасль больше не может позволять себе «не замечать» подтекающий фланец.

Всегда есть выбор: либо проигнорировать проблему, либо решить ее кардинально. Политика нулевой утечки – это выбор в пользу решения. Да, для этого нужно потратить ресурсы на обучение людей, на инструменты, на организацию учета, но эти вложения окупаются. Ведь каждая предотвращенная утечка – это сохраненная жизнь, сохраненное здоровье, сохраненные деньги и репутация.

В заключение призываем всех главных механиков, руководителей по надежности и подрядчиков уделить большее внимание фланцам: проверить, есть ли стандарты по фланцевым соединениям, обучены ли сотрудники правильно их обслуживать, как происходит затяжка болтовых соединений, ведется ли учет проведенных работ?

Фланцевое соединение – такая же артерия технологического «организма» предприятия, как и сварной шов. И если из этой артерии сочится «кровь», производству больно. Давайте же исцелять эти «раны» до того, как они случатся. ●

KEYWORDS: flange connections, industrial safety, tightness, pipelines, zero leakage.

ИСКУССТВО ПОИСКА: новые горизонты перспектив на Пырейном ЛУ

ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НА УЧАСТКАХ НЕДР, НАХОДЯЩИХСЯ В РАЗРАБОТКЕ, – АКТУАЛЬНАЯ ЗАДАЧА КАК С ПОЗИЦИИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕСПРЕРЫВНОЙ ДОБЫЧИ УВС, ТАК И С ПОЗИЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ПОСКОЛЬКУ СУЩЕСТВУЮЩАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ПОЗВОЛИТ БЕЗ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ОБЕСПЕЧИТЬ ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ НОВЫХ ЗАПАСОВ. РЕГИОНАЛЬНОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРЕДОПРЕДЕЛИЛО ФОКУС ПОИСКА НА ИЗУЧАЕМОМ УЧАСТКЕ. БЛИЗОСТЬ УЧАСТКОВ НЕДР С ПОДТВЕРЖДЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ И БЛАГОПРИЯТНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОЗВОЛИЛИ ВПЕРВЫЕ ВЫДЕЛИТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ И ЛОВУШКИ В АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩЕ ПЫРЕЙНОГО ЛУ

SEARCHING FOR PROMISING TARGETS IN SUBSURFACE AREAS CURRENTLY UNDER DEVELOPMENT IS A PRESSING ISSUE, BOTH FROM THE STANDPOINT OF ENSURING UNINTERRUPTED HYDROCARBON PRODUCTION AND FROM A COST-EFFECTIVE PERSPECTIVE, AS THE EXISTING INFRASTRUCTURE WILL ALLOW FOR THE DEVELOPMENT OF NEW RESERVES WITHOUT SIGNIFICANT CAPITAL EXPENDITURE. THE REGIONAL DISTRIBUTION OF THE ACHIMOV DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA DETERMINED THE FOCUS OF EXPLORATION IN THE STUDY AREA. THE PROXIMITY OF SUBSURFACE AREAS WITH PROVEN PRODUCTIVITY AND FAVORABLE GEOLOGICAL CONDITIONS MADE IT POSSIBLE TO IDENTIFY PROMISING TARGETS AND TRAPS IN THE ACHIMOV FORMATION OF THE PYREINY LICENSE AREA FOR THE FIRST TIME

Ключевые слова: добыча углеводородов, ачимовские отложения, Пырейный лицензионный участок, геологоразведка, картирование ловушек.

**Гречнева
Олеся Михайловна**

эксперт по геологии,
ООО «РН-ГИР»

**Козлов Вячеслав
Сергеевич**

главный специалист,
ООО «РН-ГИР»

**Выдренков
Дмитрий Александрович**

главный геолог,
АО «Сибнефтегаз»

На изучаемом участке продуктивность подтверждена в сеноманском ярусе (пласт ПК1) и в валанжинском ярусе (пласты БУ16).

Последний вскрытый бурением пласт на Пырейном участке относится к ундюформенной части клиноформенного комплекса (пласт БУ20). Неокомский клиноформенный разрез не освещен бурением и требует изучения.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западной Сибири (Бочкарев В.С., 1990 г.) участок работ приурочен к Уренгойскому мегавалу, который осложнен Пырейным структурным мысом (положительная структура второго порядка), в котором выделяются локальные структуры III-го порядка, в том числе Пырейная структура. В соответствии со схемой нефтегеологического

районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции изучаемый участок расположен в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области, где многократно подтверждена продуктивность ачимовского клиноформенного комплекса. Ближайший аналог, где пласты ачимовской толщи находятся в разработке с 1996 года, – Восточно-Уренгойский участок недр, отложения которого формировались в единых условиях с изучаемым объектом, что оценивается как благоприятный фактор для изучения ачимовской толщи на Пырейном участке.

Таким образом, основные не выявленные перспективы нефтегазоносности на участке

изучения связаны с ачимовской толщей. Имеются ввиду отложения, накопившиеся в раннем неокоме.

В ранневаланжинское время район изучения находился в переходной зоне мелководно-морских и глубоководно-морских отложений, что соответствует условиям образования клиноформенных ачимовских отложений, которые накапливались в глубоководно-морских условиях [1] на глубинах 3500–3600 м. В региональном плане Пырейный участок приурочен к клиноформе БВ10 (аналог БУ20, согласно индексации, используемой ФАУ «ЗапСибНИИГГ») тагринского клиноформенного комплекса (по данным региональной работы по ЮВ ЯНАО ФАУ «ЗапСибНИИГГ», 2021). Нефтегазоносность данного комплекса доказана в пределах Самбургского, Олимпийского, Ево-Яхинского, Уренгойского, Западно-Таркосалинского участков недр.

Формирование отложений происходило при поступлении материала с шельфовой части материка. Лавинообразно вниз по склону на дно бассейна перемещались огромные массы обломочного терригенного материала. Циклическое накопление, обусловленное колебаниями моря, способствовало продвижению кромки шельфа в западном направлении. Ачимовские отложения относятся к фондоформенной части клиноформы, сформированы трубидитовыми потоками и залегают непосредственно на глинах баженской свиты.

Региональные предпосылки продуктивности ачимовской толщи на Пырейном участке

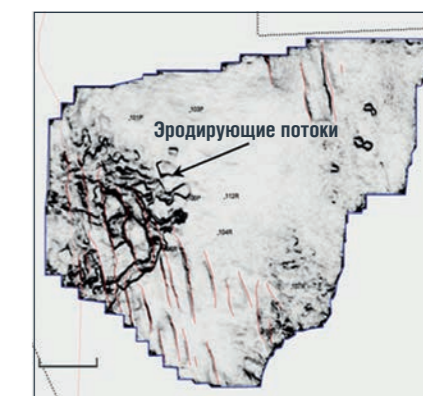
Для оценки потенциала нефтегазоматеринских пород использованы результаты научной работы, выполненной сотрудниками ООО «ТННЦ» в 2020 г., охватывающей Тазовский нефтегазоносный район и частично Уренгойский нефтегазоносный район, к которому относится участок работ. Потенциально нефтегазоматеринскими в меловых отложениях являются углистые аргиллиты и уголь. Образцы меловых отложений преимущественно характеризуются низкими значениями генерационного потенциала (S2) и низким содержанием органического углерода (ТОС). Необходимых условий по температуре для начала генерации углеводородов данные отложения не достигли, поэтому общий вклад в объем генерированных отложений ничтожен. Основными потенциальными источниками генерации углеводородов на данной территории могут служить битуминозные аргиллиты баженской и яновстановской свиты, которые обладают высоким генерационным потенциалом и достигли главного окна нефтегазогенерации. Массовая первичная миграция углеводородов

из нефтегазоматеринских пород (НГМП) из баженского горизонта началась около 80 млн лет назад (по результатам расчетов). Моделирование аккумуляции углеводородов показало заполнение потенциальных ловушек ачимовской толщи на изучаемом участке, ожидаемое насыщение – газоконденсатное.

Поиск и картирование ловушек

Важным критерием поиска объектов в ачимовской толще стало наличие «аномального разреза» в бажене, который формируется за счет эродирующего воздействия турбидитных потоков [2], рис. 1.

РИСУНОК 1. Пример аномального разреза бажена



Анализ сейсмических данных начался с корреляции отражающих горизонтов и определения подножия склона (рис. 2).

РИСУНОК 2. Результаты интерпретации сейсмических данных: а) корреляция отражающего горизонта Ач6/1 (БУ20); б) карта временной мощности интервала бажен-БУ20; в) карта углов наклона сейсмокомплекса бажен-БУ20

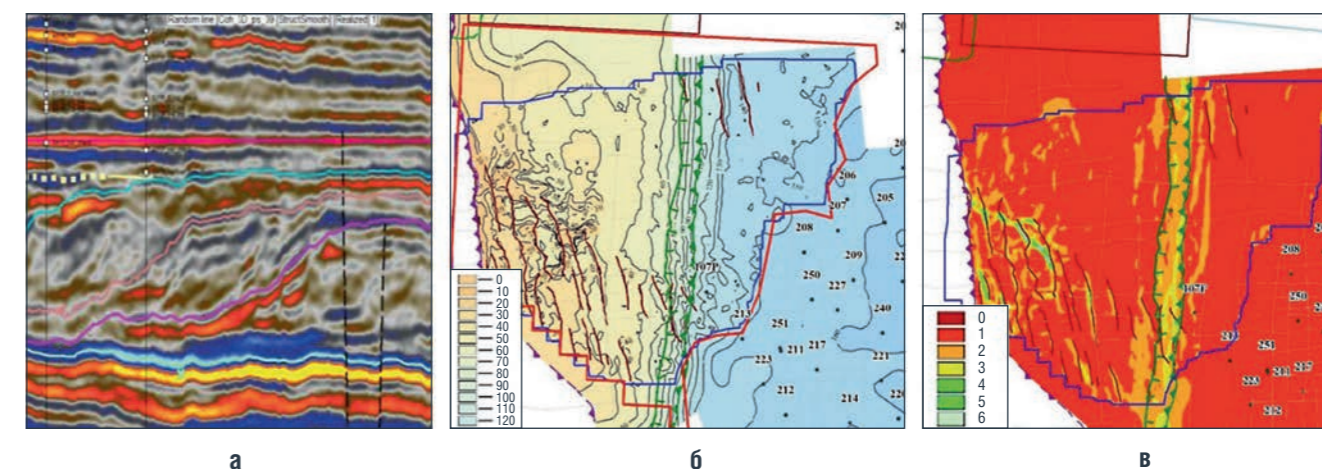


РИСУНОК 3. Результаты интерпретации сейсмических данных (а) и карта эффективных толщин комплекса Ач6-2(БУ21) (б)

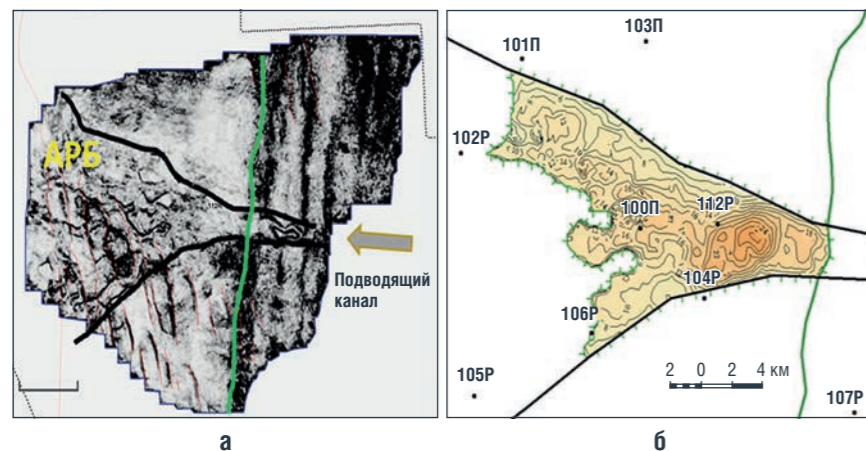
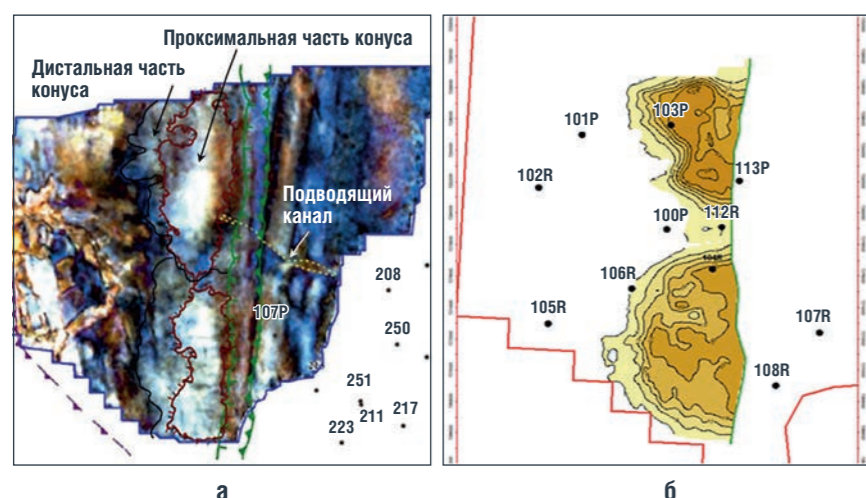


РИСУНОК 4. Результаты интерпретации сейсмических данных (а) и карта эффективных толщин комплекса Ач6-1(БУ20) (б)



Определение подножия склона выполнялось с использованием карты временных толщин интервала БУ20-бажен и построением карты углов наклона. Увеличение временной мощности и рост углов более 2° указывает на склоновую часть шельфа. Выявление и картирование перспективных объектов осуществлялось в фондоформенной части клиноформы. Выделенный сейсмокомплекс Ач6/1(БУ20) характеризуется наличием «яркого пятна» у подножия склона, которое зачастую относится к наличию газового насыщения. Используя множество сейсмических атрибутов, были выявлены два перспективных объекта: комплекс Ач6-2 (БУ21) и комплекс Ач6-1 (БУ20) [3].

Комплекс Ач6-2 (БУ21) распространен на большей части территории работ.

На карте атрибута Variance наблюдается аномалия, представляющая собой турбидитный конус выноса, разгрузка которого способствовала формированию аномального разреза баженовской свиты в западной части площади (рис. 3). Ресурсный потенциал объекта оценивается в 9,9 млрд м³ свободного газа.

Комплекс Ач6-1 (БУ20) распространен практически на всей территории работ. Границы раздела (фондоформа-склон) также выделены с учетом карт временной мощности интервала Б-БУ20 и карты углов наклона сейсмокомплекса БУ20 до отражающего горизонта Б (бажен). На карте атрибута спектральной декомпозиции наблюдаются аномалии в виде светлых пятен. По аналогии с отложениями, охарактеризованными каротажными

упругих свойств, подобные аномалии связаны со сменой литологического состава пород с глинистых на песчаные. Выявлено два турбидитных конуса выноса (рис. 4) с потенциальными ресурсами газа 34,8 млрд м³.

Выводы

Понимание принципов накопления клиноформ и оценка регионального строения ачимовской толщи позволило провести работу по поиску новых перспективных объектов на участке, где ни одна скважина не вскрыла раннеэокомские отложения. Проведенные палеорекострукции продвижения бровки шельфа в западном направлении позволили спрогнозировать наиболее перспективные клиноформы ачимовских отложений. Оценка потенциала заполнения углеводородами выявленных ловушек показала высокую вероятность формирования залежей газоконденсата.

Предпосылки продуктивности на данной территории, подтвержденные аналогами, обеспечили интерес к выявленным ловушкам. Детальное изучение сейсмогеологических данных района работ впервые позволило выявить два потенциально продуктивных объекта ачимовской толщи с суммарными ресурсами сухого газа около 45 млрд м³, освоение которых позволит обеспечить добычу газа и конденсата на участке на ближайшие годы. ●

Литература

1. Барабошкин Е.Ю. // «Практическая седиментология (терригенные коллекторы)». – Томск-2007, с. 83–102.
2. Бембель С.Р., Цепляева А.И. // «Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири». – Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. №10, DOI:10.15593/2224-9923/2014.10.1.
3. Гречнева О.М., Малыгина О.С., Игнатьев А.Э., Закревский К.Е. // «Опыт изучения геологического строения и геологического моделирования ачимовских пластов уренгойского месторождения по данным керн, каротажа и сейсморазведки». – Society of Petroleum Engineers Journal. 2012. № 162004. С. 10.

KEYWORDS: hydrocarbon extraction, Achimov deposits, Pyreisky license area, geological exploration, trap mapping.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

21 – 23 января

Международная выставка информационных технологий

Japan IT Week Osaka 2026

Япония, Осака, Intex Osaka

26 – 27 января

Азиатский финансовый форум

Asian Financial Forum 2026

Гонконг, Гонконг

27 – 30 января

Международная специализированная выставка пластмасс и каучуков

RUPLASTICA 2026

Россия, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

ЯНВАРЬ

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

26 – 29 января

Выставка и конференция по разведке полезных ископаемых

AME Roundup 2026

Канада, Ванкувер, Vancouver Convention Centre

28 – 30 января

Международная выставка химической промышленности, технологий, оборудования и материалов для химической обработки

United Chemical Show 2026

Казахстан, Астана

ПОИСК КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ПРОГНОЗА ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

на основе принципов секвентной стратиграфии

АЧИМОВСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ СЧИТАЮТСЯ ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ОСВОЕНИЕ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАПРЯМУЮ СВЯЗАНО С ПРОГНОЗОМ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. ОДНИМ ИЗ КРИТЕРИЕВ ТАКОГО ПРОГНОЗА МОЖЕТ БЫТЬ НАЛИЧИЕ ВРЕЗАННЫХ ДОЛИН, ФОРМИРОВАНИЕ КОТОРЫХ ПРОИСХОДИЛО В ПЕРИОДЫ ПАДЕНИЯ УРОВНЯ МОРЯ. ТАКИЕ ВРЕЗЫ УЖЕ БЫЛИ ВЫЯВЛЕНЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ 3D. СООТВЕТСТВЕННО, АКТУАЛЬНОЙ СТАЛА ЗАДАЧА СИСТЕМАТИЗАЦИИ ВНОВЬ ПОЛУЧЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ. В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ ЭРОЗИОННЫЕ ВРЕЗЫ, ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ПОВЕРХНОСТЬ СТРАТИГРАФИЧЕСКОГО НЕСОГЛАСИЯ ВНУТРИ ЕНЬЯХИНСКОГО ГЕНЕТИЧЕСКОГО СЕКВЕНСА, ОГРАНИЧЕННОГО КРОВЛЯМИ ПИМСКОЙ И ЕНЬЯХИНСКОЙ ПАЧЕК. СДЕЛАН ВЫВОД, ЧТО ЗОНЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЕНЬЯХИНСКОГО СЕКВЕНСА С ИНТЕНСИВНОСТЬЮ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО ПРОГИБАНИЯ, НЕ БОЛЬШЕЙ, ЧЕМ НА ЗАПАДНО-МИНХОВСКОЙ ПЛОЩАДИ, МОГУТ БЫТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫМИ В ПЛАНЕ НАЛИЧИЯ АЧИМОВСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ УЛУЧШЕННОГО КАЧЕСТВА И СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

ACHIMOV RESERVOIRS ARE CURRENTLY CONSIDERED AS ONE OF THE MAIN SOURCES OF HYDROCARBON RESERVES GROWTH IN THE NORTH OF WESTERN SIBERIA. THE DEVELOPMENT OF THE ACHIMOV DEPOSITS IS DIRECTLY RELATED TO THE FORECAST OF IMPROVED RESERVOIR ZONES. ONE OF THE CRITERIA FOR SUCH A FORECAST MAY BE THE PRESENCE OF EMBEDDED VALLEYS THROUGH WHICH ALLUVIAL PRECIPITATION WAS CARRIED DIRECTLY TO THE FOOT OF THE SLOPE. THE FORMATION OF EMBEDDED VALLEYS (EROSIVE INCISIONS) OCCURRED DURING THE STAGES OF SEA LEVEL DROP. SUCH INCISIONS HAVE RECENTLY BEEN IDENTIFIED AS A RESULT OF THE INTERPRETATION OF MODERN 3D SEISMIC MATERIALS. ACCORDINGLY, THE TASK OF SYSTEMATIZING THE NEWLY OBTAINED MATERIALS HAS BECOME URGENT. THIS ARTICLE DESCRIBES EROSION INCISIONS THAT COMPLICATE THE SURFACE OF STRATIGRAPHIC UNCONFORMITY WITHIN THE YENYAKHINSKY GENETIC SEQUENCE, LIMITED BY THE ROOFS OF THE PIMSKAYA AND YENYAKHINSKY BUNDLES. IT IS CONCLUDED THAT THE DISTRIBUTION ZONES OF THE YENYAKHINSKY SEQUENCE WITH AN INTENSITY OF PALEOTECTONIC DEFLECTION NO GREATER THAN IN THE ZAPADNO-MINKHOVSKAYA AREA MAY BE PROMISING IN TERMS OF THE PRESENCE OF ACHIMOV RESERVOIRS OF IMPROVED QUALITY AND STRUCTURAL AND LITHOLOGICAL TRAPS OF HYDROCARBONS

Ключевые слова: *врезанные долины, эрозионный врез, секвенс-стратиграфическая модель, секвенс-стратиграфические поверхности, системные тракты, генетические секвенсы.*



**Рябкина
Алена Евгеньевна**
ведущий специалист
ООО «РН – Геология
Исследования Разработка»

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, являющийся одним из крупнейших в мире, охватывает территорию площадью более миллиона квадратных километров и включает в себя множество крупных месторождений нефти и газа. Но, несмотря на значительные объемы геологоразведочных работ, многие участки в северной части бассейна остаются малоизученными. В связи с этим, поисково-оценочные работы на таких территориях являются важной задачей для обеспечения стабильности добычи в будущем.

В качестве одного из основных объектов прироста запасов

углеводородов на севере Западной Сибири в настоящее время рассматривается ачимовская толща – совокупность разновозрастных, не выдержанных по простиранию пластов песчаников, залегающих в основании неокомского комплекса [10]. По современным представлениям, ачимовская толща представляет собой отложения глубоководных конусов выноса, сформированных в ходе последовательной проградации нижнемеловых клиноформ [4, 10, 11, 12, 14].

Впервые ачимовская толща была выделена Ф.Г. Гулари в 1959 г. Как отмечено в [10], особое внимание

исследователей она привлекла после открытия уникальной по запасам углеводородов Самбургско-Уренгойской зоны нефтегазонакопления. С тех пор ачимовские отложения успешно изучаются в рамках клиноформной концепции, основы которой были разработаны А.Л. Наумовым и Л.Я. Трушковой. Вместе с тем, как отмечено в [5], современный этап изучения клиноформ характеризуется, во-первых, существенным усложнением геологического строения новых перспективных объектов, уменьшением их размеров, во-вторых, существенным увеличением разрешающей способности сейсморазведки. В этих условиях необходимо дальнейшее развитие клиноформной концепции, в основу которой может быть положена секвенс-стратиграфическая методология [5].

Настоящая статья посвящена результатам исследования одного из ключевых элементов секвенс-стратиграфической модели, генетически связанного с резервуарами подводных конусов выноса улучшенного качества – врезанных долин на седиментационном шельфе.

Комплекс отложений, выполняющий врезанные долины, как правило, отличается повышенной песчанистостью и создает благоприятные предпосылки для формирования и сохранения литологических ловушек углеводородного сырья [8]. Согласно исследованиям Ван Вагонера и др. [18] наиболее продуктивные резервуары в шельфовой зоне секвенса ассоциированы с отложениями врезанных долин. Следовательно, данные геологические структуры

характеризуются значительным потенциалом нефтегазоносности.

Так, например, высокая продуктивность комплекса заполнения врезанных долин доказана на Каменной площади, где в них были оконтурены нефтяные залежи [9, 1]. Врезы идентифицировались по комплексу признаков, выявленных по данным сейсморазведочных работ 2D, геофизическим исследованиям скважин и керну, а позднее подтверждены сейсморазведочными работами 3D и бурением более 200 добывающих скважин. Согласно результатам исследований, песчаники заполнения обладают более крупнозернистой структурой и лучшими фильтрационными свойствами. Залежи, приуроченные к врезанным долинам, отнесены к высокопродуктивным объектам. Введение в разработку только первой залежи привело к увеличению добычи на месторождении более чем на 50 % в течение первого года эксплуатации [7].

История проблемы и постановки задачи исследования

Как отмечено в [6], секвенс-стратиграфическая модель осадочного бассейна, описывающая секвенс как последовательность системных трактов, была сформирована в конце синтетического периода развития дисциплины (конец 80-х годов прошлого века). Глубоководные конусы выноса

в ней были включены в базальную часть нижнего (lowstand – LST) системного тракта. Считалось, что уровень моря падает практически мгновенно, поэтому шельфовых аналогов глубоководных конусов выноса не выделялось [16]. На шельфе в период падения уровня моря и активизации деятельности рек формировались эрозионные врезы, по которым осадочный материал поступал в глубоководную часть бассейна. При последующем подъеме уровня моря в позднюю фазу формирования нижнего системного тракта они заполнялись осадочным материалом.

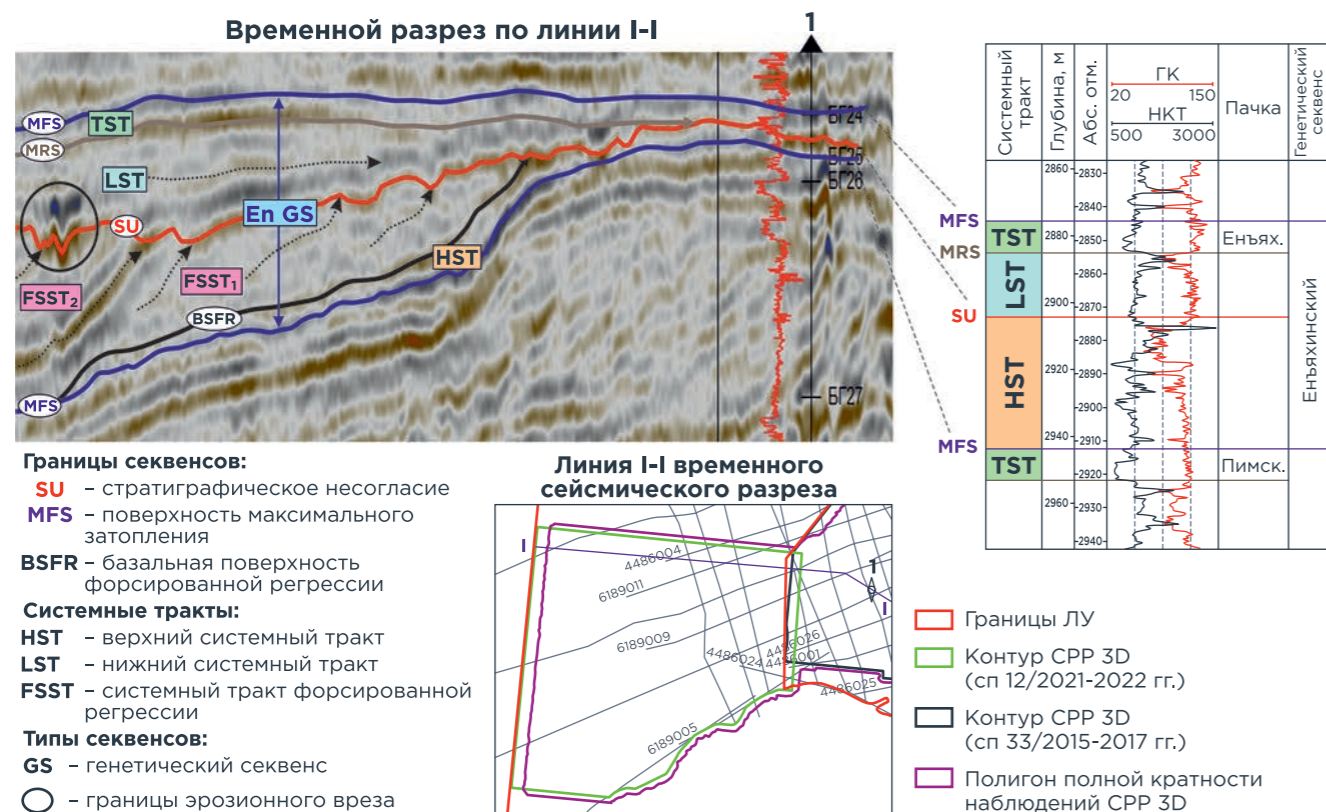
В начале аналитического периода развития секвенс-стратиграфии происходило углубленное изучение всех элементов новой секвенс-стратиграфической модели [6]. В частности, было установлено, что уровень моря падает не мгновенно, поэтому в ундюформной части клиноформ глубоководным конусам выноса соответствует регрессивная последовательность осадочных тел мелководно-морского генезиса. Все это привело к выделению самостоятельного системного тракта стадии падения уровня моря (falling stage systems tract – FSST), включающего отложения подводных конусов выноса.

В результате стало очевидно, что интенсивность падения уровня моря может быть критерием прогноза в глубоководных конусах выноса зон коллекторов улучшенного качества [17]:

- в случае более интенсивного падения уровня моря устья аллювиальных потоков выдвигались непосредственно к краю шельфа, и это способствовало формированию более грубозернистых отложений у подножия склона;

УДК 550.834.05

РИСУНОК 1. Временной разрез по линии I-I с прослеженными секвенс-стратиграфическими границами



- в случае менее интенсивного падения уровня моря устья аллювиальных потоков локализовались далеко от бровки шельфа, поэтому глубоководные конусы выноса имели более тонкозернистый состав;
- в качестве морфологического признака интенсивного падения уровня моря можно рассматривать наличие эрозионных врезов, осложняющих морфологию стратиграфических несогласий.

В статье [2] отмечено, что вследствие интенсивного тектонического прогибания при накоплении нижнемеловых клиноформ Западной Сибири уровень моря никогда не опускался ниже их бровок. Вместе с тем, в последнее время исследователи, анализируя современные материалы сейсморазведки 3D, выявили в волновом поле, соответствующем клиноформному комплексу, сейсмические аномалии, напоминающие по форме шельфовые и склоновые эрозионные врезы [3, 13]. Из [13] следует, что данные сейсмические аномалии могут соответствовать не только субаэральным врезанным долинам, возникшим в результате падения уровня моря, но и

подводным врезанным долинам, возникшим в периоды паводков. Очевидно, что и те, и другие маркируют латеральное положение подводных конусов выноса у подножия континентального склона, но свойства их могут различаться.

В связи с этим возникает необходимость сбора и систематизации новой информации об эрозионных врезках в клиноформном комплексе Западной Сибири, в частности об их стратиграфической приуроченности, положении внутри секвенс-стратиграфического каркаса, форме и размерах соответствующих сейсмических аномалий.

Поэтому в настоящей статье приведены данные о сейсмической аномалии типа «эрозионный врез», выявленной в ходе интерпретации современного куба 3D на Западно-Минховской площади.

Секвенс-стратиграфическая модель объекта исследования

Объект исследования приурочен к клиноформному комплексу ахской свиты. В результате корреляции

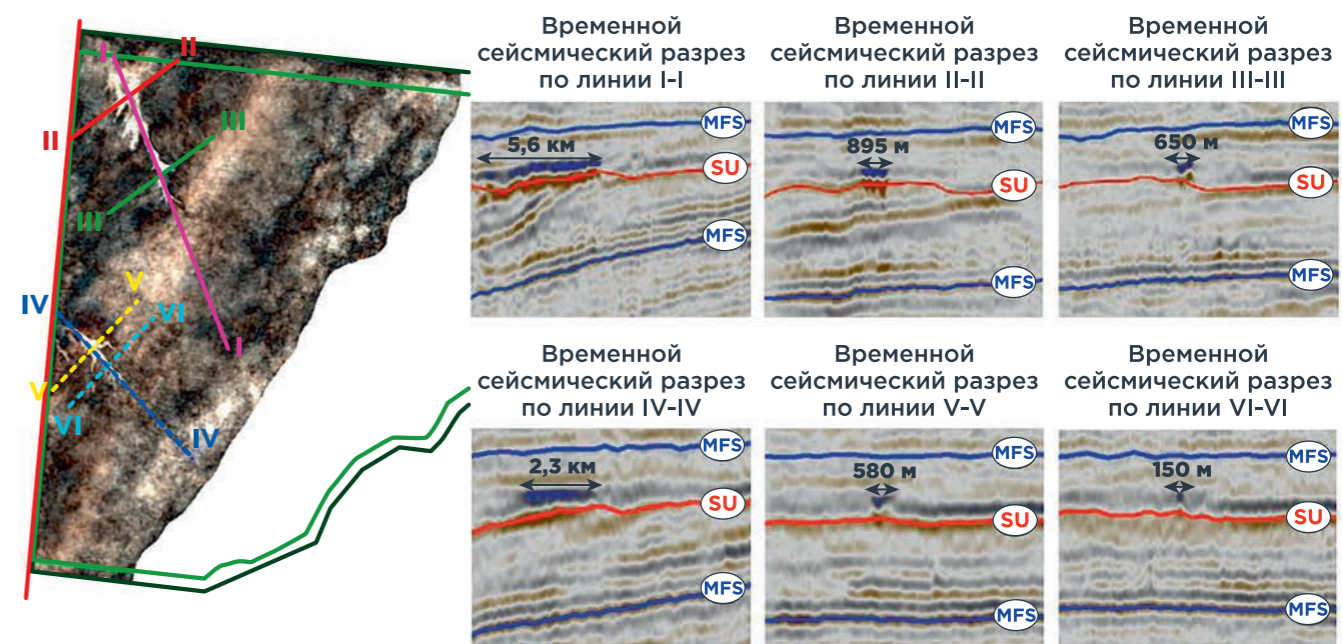
со стратотипическим разрезом скважины Тота-Яхинская-25 на Минховской площади были идентифицированы пимская, еньяхинская, приобская и ямбургская маркирующие пачки аргиллитов [15]. Секвенс-стратиграфическая интерпретация Западно-Минховской площади была выполнена по той же методике.

Изучаемая аномалия находится внутри еньяхинского генетического секвенса. Он ограничен в подошве поверхностью максимального затопления (MFS), соответствующей кровле пимской пачки, в кровле – поверхностью MFS, соответствующей кровле еньяхинской пачки (рис. 1).

Между пимской и еньяхинской MFS в разрезе надежно выделяется поверхность стратиграфического несогласия (SU), обоснованием которой служат многочисленные взаимоотношения с ней расположенных ниже осей синфазности по типу «эрозионный врез».

Выше пимской MFS условно выделено отражение, соответствующее базальной поверхности форсированной регрессии (BSFR).

РИСУНОК 2. Примеры отображения эрозионных врезов на временных сейсмических разрезах



Ниже еньяхинской MFS – отражение, соответствующее поверхности максимальной регрессии (MRS).

Указанные поверхности позволили расчленив еньяхинский генетический секвенс на следующие системные тракты:

- верхний системный тракт (HST), ограниченный снизу пимской MFS, сверху – комбинированной поверхностью BSFR + SU;
- системный тракт стадии падения уровня моря (FSST), ограниченный снизу BSFR, сверху – SU. В составе FSST можно условно выделить нижнюю и верхнюю части, разделенные акустически контрастной геологической поверхностью;
- нижний системный тракт (LST), ограниченный снизу SU, сверху – MRS;
- трансгрессивный системный тракт (TST), ограниченный снизу MRS, сверху – еньяхинской MFS.

Построенный секвенс-стратиграфический каркас позволил определить стратиграфическую приуроченность выявленной аномалии типа «эрозионный врез». Установлено, что она связана с геологическим телом заполнения эрозионной долины, осложняющей поверхность стратиграфического несогласия внутри еньяхинского генетического секвенса. Соответственно, само тело заполнения входит

в состав системного тракта LST, что полностью соответствует секвенс-стратиграфической методологии [17].

Приведенные результаты моделирования допускают следующую генетическую интерпретацию. На ранней стадии падения относительного уровня моря был сформирован нижний FSST, включающий как мелководно-морские, так и глубоководные отложения. Далее, вследствие интенсивного падения уровня моря началось формирование верхнего FSST с обнажением шельфа и формированием эрозионных врезов, по которым аллювиальные осадки выносились в глубоководную часть бассейна. Затем, после начала подъема относительного уровня моря, произошло заполнение эрозионных врезов тонкозернистым глинистым материалом, что стало причиной интенсивных аномалий волнового поля.

Морфологические особенности сейсмических аномалий

Морфологические особенности сейсмических аномалий типа «эрозионный врез» изучались посредством:

- спектральной декомпозиции волнового поля;
- анализа временных разрезов.

Так в западной части площади по данным спектральной декомпозиции хорошо прослеживаются два эрозионных вреза северо-западного направления (рис. 2).

Протяженность наиболее крупного вреза в северо-западной части площади составляет 5,6 км, а его ширина варьирует от 280 до 895 м. Протяженность второго вреза – 2,3 км, а ширина – от 150 до 580 м. В плане эти объекты имеют достаточно сложную форму вследствие наличия боковых притоков.

В обоих случаях телам заполнения эрозионных врезов соответствуют интенсивные отрицательные отражения, которые в перпендикулярных сечениях часто имеют характерную изометричную форму «капли».

Обсуждение результатов

В результате проведенных исследований в интервале еньяхинского генетического секвенса ахской свиты Западно-Минховской площади были выявлены сейсмические аномалии, соответствующие значительным по размерам эрозионным врезам, которые могли быть причиной формирования ачимовских резервуаров улучшенного качества.

Поскольку изученные эрозионные врезы осложняют поверхность регионального стратиграфического несогласия, то с высокой вероятностью можно предположить, что они возникли в результате интенсивного падения относительного уровня моря в районе береговых линий.

Известно [17], что падение относительного уровня моря обусловлено взаимодействием эвстатики и тектонического прогибания.

Полученные материалы позволяют утверждать:

- во-первых, что изменения абсолютного уровня моря во время формирования еньяхинского генетического секвенса благоприятствовали интенсивному формированию на седиментационных шельфах поверхностей стратиграфических несогласий и врезов;
- во-вторых, что степень тектонического прогибания бассейна в районе Западно-Минховской площади в рассматриваемое время также не препятствовала обнажению седиментационных шельфов и формированию эрозионных врезов.

Исходя из изложенного, имеет смысл проведение исследований, направленных на построение секвенс-стратиграфической модели еньяхинского генетического секвенса в районе исследования и выявление палеотектонического режима его формирования. Районы с интенсивностью палеотектонического прогибания, не большей, чем на Западно-Минховской площади, рекомендуются рассматривать как перспективные на поиски структурно-литологических ловушек в ачимовском резервуаре еньяхинского секвенса.

Заключение

В настоящее время особый интерес на территории севера Западной Сибири представляют ачимовские резервуары, являющиеся одним из основных источников прироста запасов углеводородов на данной площади.

Освоение ачимовских отложений предполагает прогноз в них зон улучшенных коллекторов.

Одним из критериев такого прогноза могут быть сформированные вследствие интенсивного падения уровня моря эрозионные врезы, по которым аллювиальные осадки выносились непосредственно к подножию склона. После начала подъема относительного уровня моря происходило заполнение эрозионных врезов тонкозернистым глинистым материалом, что стало причиной интенсивных аномалий волнового поля.

В данной статье описаны эрозионные врезы, осложняющие поверхность стратиграфического несогласия внутри еньяхинского генетического секвенса, ограниченного кровлями пимской и еньяхинской пачек. В плане врезы имеют сложную форму вследствие наличия боковых притоков.

По результатам работ сделан вывод, что зоны распространения еньяхинского секвенса с интенсивностью палеотектонического прогибания, не большей, чем на Западно-Минховской площади, могут быть перспективными в плане наличия ачимовских резервуаров улучшенного качества и структурно-литологических ловушек углеводородов. ●

Литература

1. Белоусов С.Л. Врезанная долина викуловских отложений Краснотеннинского свода / Белоусов С.Л., Нукалов Е.Н., Хамитуллин И.М. // Геомодель-2008: тезисы докладов X юбилейной международной научно-практической конференции. М.: ЕАГЕ Геомодель. – 2008 (CD).
2. Ершов С.В. Секвенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири / Ершов С.В. // Геология и геофизика. – 2018. Т. 59. № 7. С. 1106–1123. DOI: 10.15372/GIG20180711.
3. Жемчугова В.А. Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири / Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. // Георесурсы. – 2021. Т. 23. № 2. С. 179–191. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18>
4. Которович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / Которович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В. А., Карогодин Ю. Н. и др. // Геология и геофизика. – 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
5. Лебедев М. В. Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации / Лебедев М.В. Лебедев М.В., Астафьев Е.В., Храмова А.В. // Георесурсы. – 2023. Т. 25. № 4. С. 163–175. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14>.

6. Лебедев М.В. История становления и современное состояние секвенс-стратиграфии / Лебедев М.В. // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. № 7. С. 12–19. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-12-19.
7. Масалкин Ю.В. Новый виток развития Каменного месторождения / Масалкин Ю. В. // Новатор. 2008. № 20 (январь-февраль). С. 9–13.
8. Медведев А.Л. Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные аспекты нефтегазоносности / Медведев А.Л. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. Т. 5. № 3. http://www.ngtp.ru/rub/4/36_2010.pdf.
9. Медведев А.Л. Врезанные речные палеодолины: история изучения и современное состояние вопроса / Медведев А.Л. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. № 4. С. 31–43.
10. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. // М.: Изд. Академии горных наук, – 2000. 247 с.
11. Сынгаевский П.Е. Глубоководные конусы выноса и турбидиты / Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. // М.: ИКИ. – 2015. 480 с.
12. Танинская Н.В. Фашиально-палеогеографические реконструкции валанжин-готеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Танинская Н.В., Шиманский В.В., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Низяева И.С., Нугуманова М.В., Бирин М.В., Гиздатуллина И.И. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. Т. 16. № 1. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-53-79/10_2021.
13. Храмова А.В. Гиперпликнальные турбидиты как основной тип песчаных отложений ачимовской толщи Западной Сибири / Храмова А.В., Зверев К.В., Мельников А.В. // Геология нефти и газа. – 2024. № 6. С. 45–56. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-45-56.
14. Храмова А.В. Фашиальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки / Храмова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашникова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А. Д., Семенова Н.Г. // Георесурсы. – 2020. Т. 22. № 3. С. 55–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>.
15. Шакирова А. Н. Секвенс-стратиграфическое моделирование неокомского пласта БГ27 Минховского месторождения / Шакирова А.Н., Фищенко А.Н., Шепелев Я.А., Снохин А.А., Макулов Р.И., Черченко Д.В., Лебедев М.В. // Нефтяное хозяйство. – 2022. № 7. С. 76–80. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-76-80.
16. Van Wagoner J. C. An overview of sequence stratigraphy and key definitions / J. C. Van Wagoner, H. W. Posamentier, R. M. Jr. Mitchum [et al.] // Sea-level changes: an integrated approach. SEPM Special Publication. 1988. V. 42. P. 39–45.
17. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy / Catuneanu O. // Amsterdam: Elsevier. – 2006. 375 p.
18. Van-Wagoner J. C. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies / Van-Wagoner J. C., Mitchum R. M., Campion K. M. and Rahmanian V. D. // AAPG Methods in Exploration Series. – 1990. No 7. 55 p.

KEYWORDS: *embedded valleys, erosive incision, sequence stratigraphic model, sequence stratigraphic surfaces, systemic tracts, genetic sequences.*

Российский производитель средств автоматизации ТП

Барьеры искрозащиты KA5000Ex

- Сертификаты SIL2, SIL3 • Гарантия – 3 года • Межповерочный интервал – 5 лет •
- Внесены в реестр крупнейших нефтегазовых компаний РФ •

Серии KA50xxEx, KA51xxEx



Приёмники и передатчики токового сигнала 4...20 мА

1 и 2 канала
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- входы активные/пассивные
- выходы активные/пассивные
- протокол HART
- питание датчиков
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия KA500xxEx



Приёмники сигналов термодар, термопреобразователей сопротивления и потенциометров

1 канал
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- конфигурирование по USB
- выходы активные 4...20 мА
- сигнализация
- передача данных по RS-485
- выход «АВАРИЯ» на шине
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия KA52xxEx



Приёмники дискретных сигналов

1, 2 и 4 канала

- входы «сухой контакт», контакт с контролем целостности цепи, сигнал стандарта NAMUR
- выходы «СИГНАЛ» и «ОШИБКА» в каждом канале
- общий выход «ОШИБКА» на шине
- питание датчиков NAMUR
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия KA531xxEx



Передатчики дискретных сигналов, управляемые источники питания

1, 2 и 4 канала

- питание измерительного или управляющего оборудования
- управление исполнительными устройствами
- ограничение тока при больших нагрузках
- гальваническая развязка
- шина питания



СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ГЕОНАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН по данным каротажа в процессе бурения

АНАЛИЗИРУЮТСЯ ПОСЛЕДНИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОСВЯЩЕННЫЕ СОВРЕМЕННЫМ ТЕНДЕНЦИЯМ В ГЕОНАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ. НА ОСНОВАНИИ СТАТЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АВТОРОВ, ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ НА ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ КОНФЕРЕНЦИЯХ, МАТЕРИАЛОВ ИНФОРМАЦИОННЫХ САЙТОВ, ДРУГОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ЛИЧНОГО ОПЫТА РАССМОТРЕНЫ НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ПОМОГУТ ПОНЯТЬ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ И ПРОБЛЕМЫ ГЕОНАВИГАЦИИ, А ТАКЖЕ ОПРЕДЕЛИТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

THIS PAPER ANALYZES THE LATEST SCIENTIFIC AND TECHNICAL RESEARCH ON MODERN TRENDS IN HORIZONTAL WELL GEOSTEERING USING LOGGING WHILE DRILLING DATA. DRAWING ON ARTICLES BY RUSSIAN AND INTERNATIONAL AUTHORS, ABSTRACTS FROM LEADING SPECIALIZED CONFERENCES, INFORMATION WEBSITES, OTHER LITERATURE, AND PERSONAL EXPERIENCE, IT EXAMINES THE LATEST TECHNOLOGICAL DEVELOPMENTS AND METHODOLOGICAL APPROACHES AND THEIR APPLICATION TO HYDROCARBON FIELDS. THE ANALYTICAL RESULTS WILL HELP UNDERSTAND CURRENT GEOSTEERING TRENDS AND CHALLENGES, AS WELL AS IDENTIFY PROMISING AREAS FOR FURTHER RESEARCH AND DEVELOPMENT

Ключевые слова: геонавигация, геофизические исследования в процессе бурения, каротажи в процессе бурения, горизонтальные скважины.

**Мисетов
Георгий Анатольевич**

студент кафедры геофизических информационных систем (ГИС),
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

**Сребродольская
Мария Андреевна**

доцент кафедры геофизических информационных систем (ГИС),
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
к.г.-м.н.

УДК 550.8.053

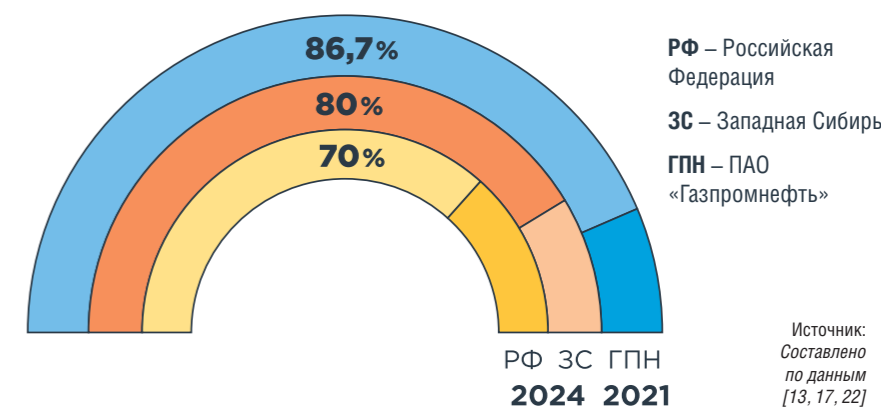
Бурение горизонтальных скважин – один из самых распространенных способов разработки месторождений [1, 13] (рис. 1). Проектирование и бурение горизонтальных скважин является очень сложным и затратным процессом, однако главной проблемой разработки месторождений остается относительно низкий коэффициент извлечения углеводородного сырья. Для решения этой проблемы необходимо повысить качество проводки горизонтальных участков скважины, а также увеличить проходку ствола по целевому интервалу коллектора, то есть повысить коэффициент вскрытия пласта (площадь контакта скважины с породой-коллектором). При этом необходимо учитывать сложное геологическое строение разрабатываемых объектов. В связи с этим неотъемлемой частью горизонтального бурения становится процесс геонавигации.

Геонавигация – это процесс мониторинга или корректировки траектории скважины по данным геофизических исследований скважин (ГИС) в режиме реального времени с целью наибольшей проходки по продуктивному коллектору. С распространением современных забойных телеметрических систем, в том числе приборов каротажа в процессе бурения, и постоянно повышающейся технологичностью скважин роль геонавигации становится невероятно высокой.

Особую нишу занимают технологии геонавигации для подземных хранилищ газа, где, как отмечено в работе [31], для эффективного управления подземными хранилищами может потребоваться бурение новых скважин для лучшего воздействия на пласт или для доступа к ранее недоступным участкам. Поэтому при разработке подземных хранилищ газа часто используются услуги и технологии навигации по резервуарам.

В работах [1, 7, 18, 23] показано, что за последние годы в геонавигации произошло существенное развитие как технологий и аппаратуры, так и способов обработки и интерпретации данных, автоматизации процессов и оптимизации систем. Например, существенное развитие получили инструменты, позволяющие комплексно рассматривать

РИСУНОК 1. Статистика по бурению горизонтальных скважин в России



данные геолого-технологических исследований (ГТИ), сейсморазведки, геологическую информацию о резервуаре и данные ГИС для наилучшей корректировки траектории скважины.

Целью настоящей работы является обзор и комплексный анализ текущего состояния и современных методов геонавигации, трендов совершенствования технологий и выявление их потенциальных перспектив и векторов развития. Обзор включает технологии каротажа в процессе бурения, обработку их данных, интеграцию разнородных геологических данных и цифровые решения.

В рамках выполнения работ по внутривизовскому конкурсу РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Подготовка аналитических материалов по специализированной тематике топливно-энергетического комплекса» были подготовлены дайджесты научно-технических публикаций за 2024 г. по тематике «Геофизика горизонтальных скважин» [6], в которых одним из ключевых разделов является геонавигация.

Применительно к технологическому потенциалу отечественных и китайских производителей телеметрических систем для наклонно направленного бурения в настоящее время работы ведутся по четырем основным направлениям перспективных систем и модулей для телеметрии, а именно:

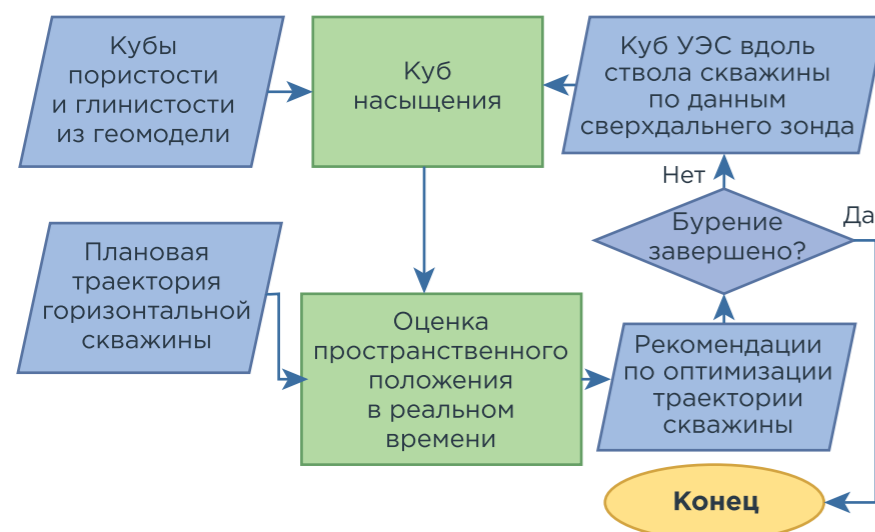
1. Гидравлические пульсаторы роторного типа (для увеличения скорости телесистемы).
2. Картографы границ.
3. Роторно-управляемые системы.

4. Гироскопы для подземной геонавигации.

Картограф границ – это азимутальный фокусированный многозондовый прибор электромагнитного каротажа большого радиуса исследования, позволяющий оценивать расстояние до резистивных границ (и в ряде случаев анизотропию по удельному электрическому сопротивлению). Согласно публикациям [8, 14], отечественный прибор картирования границ МЭС-127 позволяет обнаружить границы пластов на расстоянии до 6 м. Разработка новейшей аппаратуры позволяет повысить точность измерения свойств пласта и определения границ целевых интервалов. Примеры таких устройств приведены в работах [3, 8, 12, 14, 16, 19, 30]. Картограф границ, входящий в телеметрическую систему «Луч» [3], использует высокочастотное индукционное электромагнитное зондирование, его отличительная черта – компактность: длина прибора не более 2,5 м. В работе [30] показано устройство работы азимутального прибора для измерения удельного сопротивления с помощью электромагнитных волн в 3D. Данный прибор предназначен для оценки анизотропии и обнаружения геологических границ.

Из источников [16, 18, 20, 21] можно сделать вывод, что параллельно развиваются технологии физического и математического картографов со стохастической инверсией, что позволяет повысить эффективность проходки и, как следствие, увеличить начальный дебит нефти.

РИСУНОК 2. Алгоритм оптимизации траектории скважины



Как следует из статьи [4], существует возможность замены физического картографа границ методикой расчета инверсии (то есть так называемым математическим картографом) в программном обеспечении (ПО) Дарси, что позволяет сэкономить средства.

Согласно источникам [7, 8], аналогичные возможности есть в программных пакетах «Неотрекер» ООО «РЕ-СИМ» (бывшее StarSteer ООО «Роджии Европа») и в «РН Горизонт+» компании ПАО «НК «Роснефть».

Для геонавигации разрабатываются также другие геофизические приборы, например, в публикации [19] был предложен конструктивный проект компактного азимутального гамма-навигационного прибора для бурения боковых стволов, а главной его особенностью являются малые габариты прибора.

При конструировании новых приборов LWD и планировании их расположения в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) необходимо помнить, что одним из ключевых параметров технологического решения в сфере телеметрического сопровождения строительства горизонтальных скважин является непромер (расстояние от режущей кромки долота (от забоя) до датчика измерительной аппаратуры). Поэтому при анализе или разработке новых продуктовых и технологических решений рекомендуется обозначить конкурентные целевые показатели непромера. Особенно актуальным,

по нашему мнению, является уменьшение непромеров дирекционных датчиков.

Интеграция роторных управляемых систем (РУС) в состав КНБК для строительства горизонтальных скважин значительно расширила возможности в области бурения [15]. Благодаря использованию современных геофизических приборов и телеметрии РУС помогают эффективно решать задачи по управлению траекторией, оптимизации процесса бурения и повышению его скорости. Использование РУС позволяет повысить скорость бурения на 67–110%, снижая стоимость каждого метра проходки на 14–22% [15].

Для обеспечения надежной геонавигации, в частности для наилучшего контроля траектории скважины и повышения точности результатов структурной интерпретации имиджей азимутальных приборов, крайне важным является получение непрерывных значений зенитного угла по всему стволу скважины. Точечные замеры, осуществляемые при наращивании КНБК, приводят к большой пространственной неопределенности. В связи с этим одним из направлений технологического развития телесистем является создание гироскопа в процессе бурения. Современная геонавигация представляет собой комплексный процесс, объединяющий традиционные методы с передовыми цифровыми технологиями.

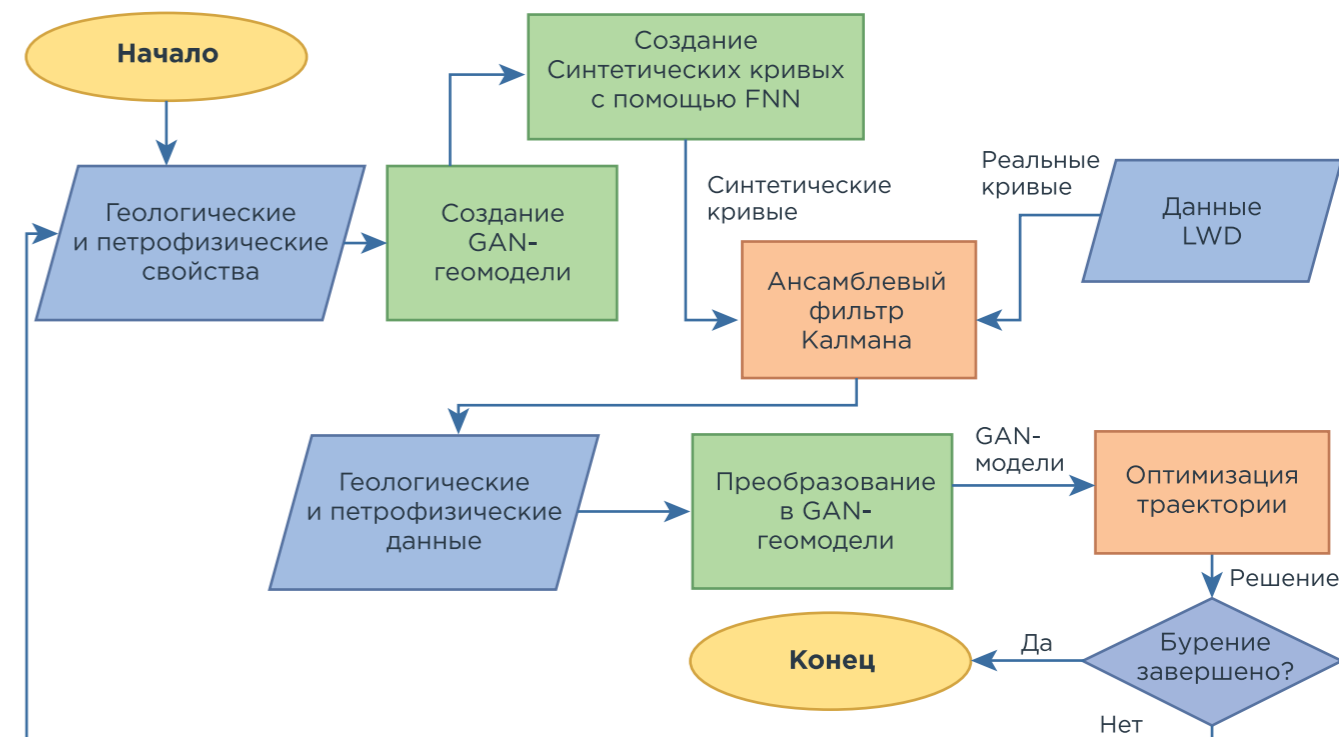
Основой для принятия решений является геонавигационная модель, построенная на полученных в процессе бурения данных [1, 2]. Как отмечается в [2], для корректировки модели применяются два основных метода – модельный и стратиграфический. Для получения наилучшего результата чаще всего эти методы комбинируют друг с другом и данными сейсморазведки.

Геонавигация стремительно развивается в направлении цифровой трансформации [11, 25, 26, 29]. Особый прорыв наблюдается в применении машинного обучения и нейросетевых моделей для прогнозирования коллекторских свойств. Активно разрабатывается искусственный интеллект (ИИ) для поддержки принятия решений. Перспективным направлением являются цифровые двойники пластов, которые интегрируют данные каротажа в процессе бурения – logging while drilling (LWD) с сейсмическими данными и геомоделями. Например, в работе [11] описывается создание цифровых двойников, позволяющих моделировать различные сценарии в процессе бурения в реальном времени, что обеспечивает существенное снижение рисков. Такие инновации кардинально меняют традиционные подходы к геонавигации, повышая точность и экономическую эффективность проводки скважин.

В статье [33] рассматривается переход к более сложным моделям, включая технологию 2,5D модели пласта и алгоритм инверсии данных, позволяющий построить самые сложные структурные модели пласта и передать все физические и геологические характеристики. Особенно хорошо данные модели показывают себя при работе с неоднородными карбонатными коллекторами, где, согласно работе [28], осуществляют совместное использование методов ядерного магнитного резонанса (ЯМР) и глубокого азимутального сопротивления deep azimuthal resistivity (DAR), что позволяет оптимально корректировать траекторию скважины в реальном времени.

Важным направлением стала оптимизация процессов геонавигации. В работе [10] показано, что метод, основанный

РИСУНОК 3. Алгоритм, основанный на нейронных сетях



на комплексном учете результатов структурной интерпретации имиджа плотности, данных сейсморазведки и картографов границ, является одним из самых эффективных для точного определения направления бурения. В работе [29] приведен еще один метод оптимизации траектории, основанный на оценке вероятностного пространственного расположения ствола скважины. Алгоритм представлен на рисунке 2 (УЭС – удельное электрическое сопротивление).

Данный метод позволил авторам работы [29] улучшить кумулятивную нефтенасыщенность на 12,8% по сравнению с первоначально запланированной траекторией. В исследовании [24] предложен альтернативный метод оптимизации процесса проектирования траекторий скважин, имеющий кардинальное отличие от существующих технологий. Оно заключается в сокращении комплекса исследований в процессе бурения (LWD), что позволяет существенно снизить финансовые затраты и ускорить процесс принятия управленческих решений. Автор предлагает компенсировать усеченный комплекс LWD использованием сейсмических данных при проведении геологического сопровождения бурения,

автоматической расстановкой портов и автогеонавигацией.

Благодаря использованию алгоритмов машинного обучения происходит оптимизация построения траектории скважины и увеличение проходки по целевому интервалу за счет математических алгоритмов, обрабатывающих данные LWD.

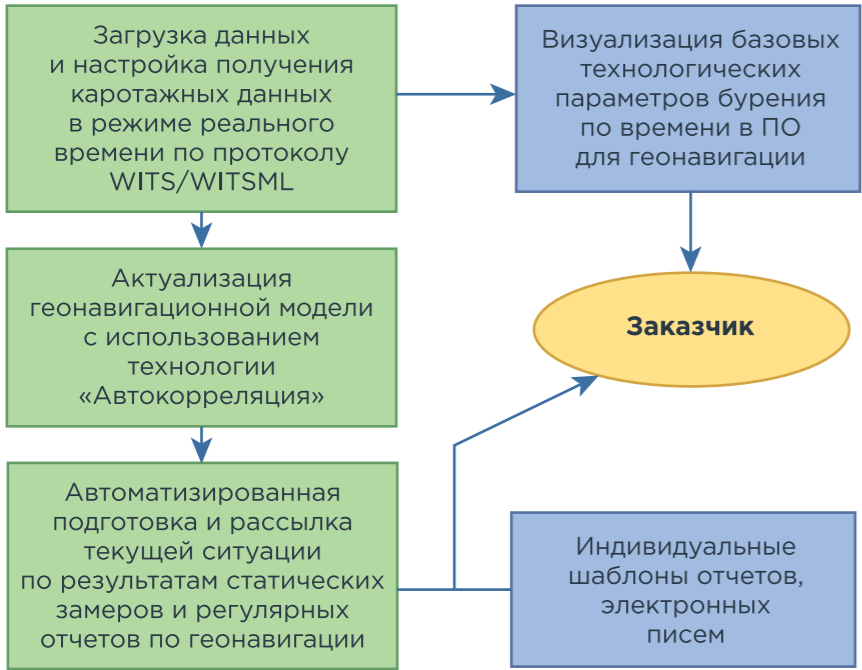
Особенно интересный способ решения задач геонавигации предлагают специалисты в работе [25], где, благодаря использованию генеративно-состязательной сети generative adversarial network (GAN) и нейронной сети прямого распространения feedforward neural network (FNN), строятся точные геомодели, снижая при этом человеческий фактор. Алгоритм работы данного подхода представлен на рисунке 3.

Искусственный интеллект способен на высоком уровне создавать геомодели и обновлять информацию о них в реальном времени. Неотъемлемой частью современных систем геонавигации является автоматизация принятия решений. В работе [5] представлен алгоритм (рис. 4), который позволил сократить временные затраты дежурного инженера в два раза. Автогеонавигация в «Geosteering Office» реализуется при помощи технологии «Автокорреляции».

Появление систем автогеонавигации позволяет массово использовать архивные данные и осуществлять автокорреляцию по ранее пробуренным без сервиса геонавигации горизонтальным скважинам. Полученные таким образом данные используются для анализа результатов бурения, а также обновления геологической модели месторождения.

Рассмотрим другие интересные тенденции в геонавигации горизонтальных скважин. В диссертации [23] представлен новый алгоритм оценки по стволу скважины доли присутствия коллектора с конкретными свойствами, что повышает информативность результатов интерпретации данных LWD и позволяет наиболее оптимально корректировать траекторию ствола скважины на их основании. В статье [9] подчеркивается особая значимость применения газового каротажа в процессе бурения, который позволяет наиболее точно определить интервалы высоковязкой нефти и тектонических разломов. А в статье [32] раскрывается особая роль гамма-гамма плотностного каротажа, позволяющего добиться повышения эффективной проходки за счет быстрой передачи информации о плотности породы.

РИСУНОК 4. Алгоритм автоматизации в «Geosteering Office»



Наравне с этими технологиями, согласно работе [27], применяется метод измерения удельной механической энергии, который также может быть использован для принятия наилучших решений в геонавигации. Наибольших успехов можно добиться при комплексировании всех этих данных.

Подведем итоги. Современное горизонтальное бурение невозможно представить без

геонавигации. Именно она позволяет увеличить проходку по продуктивным пластам и управлять траекторией ствола скважины. Благодаря использованию комплекса скважинных методов и сейсморазведки значительно повышается точность геонавигации в сложных геологических условиях.

Такие передовые технологии, как физические и математические картографы границ, нейросетевое моделирование и цифровые

двойники позволяют не только решать очень сложные задачи, но и оптимизируют процесс бурения, делая его более эффективным и предоставляя точную информацию о геологических условиях залегания пластов. Отдельным шагом в развитии геонавигации стало применение искусственного интеллекта и автоматизации. Применение машинного обучения и нейросетей позволяет открыть новые перспективы в обработке данных, интерпретируя их с наибольшей точностью и снижая влияние человеческого фактора.

Дальнейшее развитие геонавигации связано с цифровизацией процессов бурения, а также улучшением алгоритмов обработки и интерпретации данных, модернизацией аппаратуры и повышением ее точности и надежности. Также актуальной задачей является разработка геофизических приборов сверхмалых и сверхбольших диаметров для зарезки боковых стволов и бурения на шельфе соответственно. Основные современные тренды геонавигации, выявленные авторами, показаны на рисунке 5.

Конечно, как бы динамично ни развивалась геонавигация, все еще есть нерешенные задачи. Высокая неопределенность геологического строения месторождений остается в тектонически сложных районах

РИСУНОК 5. Основные тренды геонавигации



и в условиях литологической неоднородности. Сложной, но решаемой проблемой остается то, что на все вычислительные методы машинного обучения и нейронных сетей уходят огромные вычислительные ресурсы и при этом результаты вычислений не всегда бывают точными, а их применение в режиме реального времени не всегда возможно. Большинство передовых технологий геонавигации значительно увеличивают стоимость работ, из-за чего на небольших месторождениях применение таких методов бывает нерентабельным. Тем не менее внедрение инновационных методов, оптимизация алгоритмов и модернизация оборудования для измерения геофизических и других параметров в процессе бурения существенно повышают надежность геонавигации. ●

Литература

- Артамонов В.П. Методы создания синтетических геонавигационных разрезов для уменьшения неопределенностей при предбуровом моделировании и проводке горизонтальных скважин / В.П. Артамонов, В.В. Жук, И.А. Никитин, Н.К. Каюров // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 91–94.
- Белоусова Н.А. Модельный и стратиграфический методы геонавигации на примере месторождения, характеризующегося сложным тектоническим строением / Н.А. Белоусова, Д.А. Немущенко // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 308–312.
- Власов А.А. Исследование эквивалентных моделей быстрым симулятором сигналов модуля высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения телеметрической системы «ЛУЧ» для горизонтальных скважин / А.А. Власов, Г.П. Быкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 6. – С. 25–33.
- Гимазов В.Д. Применение расчета инверсии в ПО Дарси по данным электромагнитного каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин / В.Д. Гимазов // Санкт-Петербург 2024. – 2024.
- Еремеев Н.С. Успешный опыт автоматизации ручных операций при геонавигации в карбонатном разрезе НАО / Н.С. Еремеев, А.С. Воробец, В.В. Пимкин, Л.В. Дивин // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 79–83.
- Жедяевский Д.Н. Дайджест научно-технических публикаций по направлению: «Геофизика горизонтальных скважин» / Д.Н. Жедяевский, А.А. Фокина, Т.С. Фомичева, М.А. Сребродольская, И.М. Артамонов, И.А. Жуликов, М.В. Карасева, Г.А. Мисетов [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://gubkin.ru/general/structure/upravlenie-strategicheskogo-razvitiya/ont/geofizika-gorizontalnykh-skvazhin/geofizika-gorizontalnykh-skvazhin.php>. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Зарипов С.С. Системы моделирования и инженерных расчетов, применяемых в нефтегазовой отрасли / С.С. Зарипов // Технологические инновации и научные открытия. – 2024. – №15. – С. 73–79.
- Зимовец С.В. Картирование границ пластов и проактивная геонавигация прибором МЭС-127 в процессе бурения / С.В. Зимовец, А.А. Жилин,

- Д.А. Баширова, Р.У. Исянгулов, М.Ю. Сунарчин // Каротажник. – 2025. – № 1. – С. 154–161.
- Ильязов Р.Р. Повышение информативности комплекса ГИС с помощью данных газового каротажа для оперативной геонавигации при бурении горизонтальных скважин на нефть и газ / Р.Р. Ильязов // Вестник РАЕН. – 2025. – Том 25. – № 1. – С. 12–13.
- Казанцев Г.В. Новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин / Г.В. Казанцев, В.Ф. Гришкевич // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 26–38.
- Карпов Р.Б. Повышение эффективности бурения и обеспечение контроля качества данных с использованием цифрового двойника в режиме реального времени / Р.Б. Карпов, А.Ю. Артемов, П.Э. Востриков [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://eago.ru/artemov_ayu_mmotorra_gis_2024.pdf. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Кондрашов А.В. Аппаратура КСПРК-Ш для геофизических исследований горизонтальных скважин на трубах / А.В. Кондрашов, В.Н. Даниленко, Н.М. Зараменских // Каротажник. – 2024. – № 4. – С. 143–151.
- Кравец В. Отчет RPI: Развитие рынка MWD/LWD – Свет в конце туннеля появился [Электронный ресурс] / В. Кравец. – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://www.rogtectmagazine.com/отчет-rpi-развитие-рынка-mwd-lwd-свет-в-конце-?lang=ru>. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Левашов А.В. Опыт применения первого российского картографа границ МЭС-127 на примере терригенных отложений Западной Сибири / А.В. Левашов, С.В. Зимовец, А.А. Жилин // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 95–98.
- Мезенцев Д.Ю. Опыт разработки и применения роторно-управляемой системы RVC-120-GT / Д.Ю. Мезенцев, О.В. Денисов, И.А. Разумов, О.Н. Сергеев [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://eago.ru/mezencev_dyu_gers_tehnologidzhi_gis2024.pdf. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Мингазов А.Н. Оценка анизотропии УЭС горных пород в процессе бурения по данным LWD картографа границ / А.Н. Мингазов, Д.С. Леонтьев, Е.Н. Климов // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 125–129.
- Объемы ввода новых нефтяных скважин в России за неполный 2024 г. сократились более чем на 12 % [Электронный ресурс] // Neftegaz. RU. – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/drill/873960-obemy-vvoda-novykh-neftnyanykh-skvazhin-v-rossii-za-nepolnyy-2024-g-sokratisya-bolee-chem-na-12>. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Рассказов А.А. Оптимизация бурения и снижение неопределенностей в юрских отложениях Южно-Тамбейского месторождения с использованием технологии многопластового картирования разреза в высоком разрешении / А.А. Рассказов, Е.П. Агеева, П.В. Быбин, И.И. Евдокимова, М.Н. Медведев, И.К. Дударева, Д.С. Леонтьев // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 87–90.
- Райимжонов Б.И.У. Конструкторский проект компактного азимутального гамма-навигационного прибора на основе аксиоматического проектирования / Б.И.У. Райимжонов // Актуальные вопросы современной науки и образования. – 2024. – С. 91–93.
- Романов Р.С. Комплексирование глубинного картографа границ, многопластовой инверсии и 3D сейсмических данных в реальном времени для геонавигации на месторождении Российской Федерации / Р.С. Романов, Ч. Ошакбаев, В.С. Власенко // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 67–71.
- Санина О.И. Применение технологий картирования границ при геонавигации на Русском месторождении. Прошлое и будущее /

- О.И. Санина, Д.В. Орлов, М.Л. Марков, В.П. Филимонов // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 102–107.
- Сребродольская М.А. Алгоритмическое обеспечение интерпретации данных азимутального плотностного гамма-гамма метода в процессе бурения горизонтальных скважин / М.А. Сребродольская. – М., 2024. – 193 с.
- Сребродольская М.А. Оценка доли вскрытия коллекторов горизонтальной скважиной при пространственно ориентированной интерпретации данных азимутального гамма-гамма плотностного метода в процессе бурения / М.А. Сребродольская // Геофизика. – 2025. – № 2. – С. 92–99.
- Хубатуллин А.Р. Методики геологического сопровождения бурения при усеченном комплексе LWD, применяемые Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазом / А.Р. Хубатуллин, Е.В. Степанов // Горизонтальные скважины 2024. – 2024. – С. 71–78.
- Alyayev S. DISTINGUISH Workflow: A New Paradigm of Dynamic Well Placement Using Generative Machine Learning [Электронный ресурс] / S. Alyayev, F. Fossum, E. D. Hibat, J. Tveranger, A. H. Elsheikh. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/389748685-DISTINGUISH_Workflow_A_New_Paradigm_of_Dynamic_Well_Placement_Using_Generative_Machine_Learning. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Burak T. Real-Time Lithology Prediction at the Bit Using Machine Learning [Электронный ресурс] / T. Burak, A. Sharma, E. Hoel, T. G. Kristiansen, M. Welmer, R. Nygaard. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/384323985_RealTime_Lithology_Prediction_at_the_Bit_Using_Machine_Learning. – Дата обращения: 08.11.2025.
- El Gezeery T. M. The Application of Mechanical Specific Energy and Drilling Dynamics in Geosteering Slim Hole Horizontal Wells / T. M. El Gezeery, E. S. Sijinjak, P. Odiase, N. A. Shemali, S. H. Al-Sabea, M. A. Al Rashidi, A. Alazmi // First EAGE Workshop on Advances in Carbonate Reservoirs from Prospects to Development. – 2024. – С. 1–10.
- Mohammed D. A Proactive Geosteering Approach Integrating Advanced LWD Nuclear Magnetic Resonance and Deep Azimuthal Resistivity Tools / D. Mohammed, M. F. Fahmy, K. Long, S. B. Mohamed, P. Odiase, H. E. El Masry // First EAGE Workshop on Advances in Carbonate Reservoirs from Prospects to Development. – 2024. – С. 1–4.
- Pavlov M. Geosteering based on resistivity data and evolutionary optimization algorithm [Электронный ресурс] / M. Pavlov, G. Peskov, K. Katterbauer. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/379483800_Geosteering_based_on_resistivity_data_and_evolutionary_optimization_algorithm. – Дата обращения: 08.11.2025.
- Rongqin C. Circuit Design of LWD 3D Holographic Azimuthal Electromagnetic Wave Resistivity Tool / C. Rongqin, B. Yuxin, G. Meixiang, W. Wenbo, L. Xiao, X. Jiaqi // International Core Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 5, № 10.
- Sudiro P. EDAR Application for Accurate Well Landing and Boundaries Mapping of thin Reservoir Level in UGS Field / P. Sudiro, A. Mantegazzi, V. Pozzovivo, F. Marzano // EAGE GeoTech 2024 Fourth EAGE Workshop on Practical Reservoir Monitoring. – 2024. – С. 1–5.
- Voynilenko V. Lithology Prediction on the Bit Using Calculated Density Log from Drilling and LWD Data During Geosteering / V. Voynilenko // First EAGE Workshop on Advances in Carbonate Reservoirs from Prospects to Development. – 2024. – С. 1–3.
- Wu Z. A Novel Pseudo-2.5D Method for Directional Electromagnetic Logging while Drilling Modeling / Z. Wu, X. Liao, X. Yue // 85th EAGE Annual Conference & Exhibition. – 2024. – С. 1–5.

KEYWORDS: geosteering, logging while drilling, horizontal wells.

Разработка ПМО автоматизированной увязки по глубине показаний всех методов ГИС месторождений различных регионов

Светлана Горшенина

начальник лаборатории
АСОИГИС НТУ,
ТНГ-Групп

При оперативной интерпретации материалов ГИС очень важным этапом является увязка и взаимное согласование по глубине показаний всех методов каротажа, проведенных при исследовании скважины. От этого зависят как качественные, так и количественные характеристики выделяемых пластов разреза. То есть те цифры ФЕС, которые будут в окончательном заключении по пластам для заказчика и, в итоге, в подсчете запасов.

В настоящее время эта работа проводится интерпретаторами «вручную» путем сдвига геофизических кривых после детального визуального анализа графических диаграмм на экране компьютера. В скважинах интервалы обработки иногда достигают нескольких тысяч метров, а количество геофизических кривых – нескольких десятков.

Поэтому эта работа занимает огромное количество времени интерпретаторов, требует от них скрупулезности и повышенного внимания и не исключает ошибок.

Отметим, что на сегодняшний день ни одна отечественная система комплексной обработки материалов ГИС не имеет программу **полностью автоматизированной увязки кривых ГИС**, а предлагает лишь визуальный анализ на планшете и «ручные» технологии.

Поэтому в целях повышения качества увязки, увеличения оперативности, минимизации ошибок и облегчения работ интерпретаторов перед специалистами лаборатории АСОИГИС НТУ «ТНГ-Групп» была поставлена задача полной автоматизации увязки кривых ГИС по глубине.

Данной задачей коллектив занимается уже не первый год. На сегодняшний день разрабатываемое программно-методическое обеспечение по автоматизированной увязке всего комплекса ГИС уже включает

в себя более 100 подпрограмм. И работа продолжается.

На рисунке 1 представлено рабочее окно данного ПМО. Разработанная технология автоматизированной увязки, включает в себя:

- формирование единого LAS-файла с зарегистрированными данными методов ГИС, подлежащих увязке при комплексной интерпретации;
- анализ качества зарегистрированных данных для исключения интервалов с недостоверной информацией;
- **одномоментная** автоматизированная увязка всего комплекса ГИС;
- увязка комплексов ГИС промежуточного и окончательного каротажей (либо промежуточных каротажей) между собой.

Программное обеспечение предполагает работу в трех режимах (рис. 1):

- **1 режим** – Увязка электрического каротажа (как первый зарегистрированный на скважине).

УДК 550.8; 004

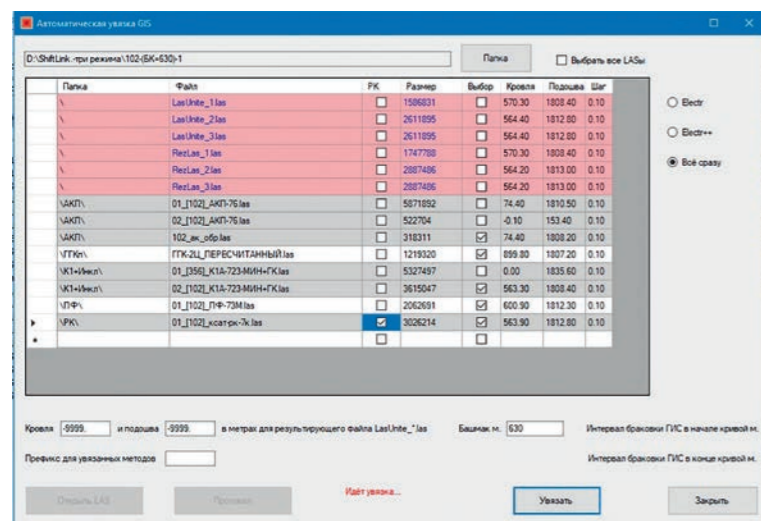


РИСУНОК 1. Рабочее окно ПМО автоматизированной увязки

Имя метода и интервал, м	Интервал увязки	Сдвиг по глуб. (м)	Корреляция до сдвига	Корреляция после	Проверить увязку
МБЛ 2232,20-2015,30	2242,20-2042,40	0,20	0,9489	0,9621	
МБЛ 2232,30-2015,40	2242,30-2042,40	0,20	0,9258	0,9421	
МБЛ 2232,40-2015,50	2242,40-2042,40	0,20	0,9655	0,9653	
МБЛ 2232,50-2016,00	2242,50-2042,40	0,20	0,9559	0,9688	
МБЛ 2232,60-2016,10	2242,60-2042,40	-4,90	0,4543	0,8745	
МБЛ 2232,70-2016,20	2242,70-2042,40	-4,90	0,4949	0,8785	
МБЛ 2232,80-2016,30	2242,80-2042,40	-4,90	0,4952	0,8785	
МБЛ 2232,90-2016,40	2242,90-2042,40	-5,00	0,5509	0,9179	
МБЛ 2232,100-2016,50	2242,100-2042,40	-5,00	0,6027	0,9320	
МБЛ 2232,110-2017,00	2242,110-2042,40	-5,20	0,3335	0,6741	
МБЛ 2232,120-2017,10	2242,120-2042,40	-5,30	0,4496	0,7769	
МБЛ 2232,130-2017,20	2242,130-2042,40	-5,30	0,4929	0,7779	
МБЛ 2232,140-2017,30	2242,140-2042,40	-5,40	0,1089	0,6363	Проверить
МБЛ 2232,150-2017,40	2242,150-2042,40	-5,50	0,5621	0,8043	
МБЛ 2232,160-2017,50	2242,160-2042,40	-5,70	0,5629	0,8955	
МБЛ 2232,170-2018,00	2242,170-2042,40	-8,10	0,3024	0,6498	
МБЛ 2232,180-2018,10	2242,180-2042,40	-8,10	0,1973	0,9071	
МБЛ 2232,190-2018,20	2242,190-2042,40	-8,10	0,2859	0,8264	
МБЛ 2232,200-2018,30	2242,200-2042,40	-8,10	0,4036	0,8223	Проверить
МБЛ 2232,210-2018,40	2242,210-2042,40	-8,10	0,1497	0,7020	
МБЛ 2232,220-2018,50	2242,220-2042,40	-8,10	0,1931	0,3744	Проверить
МБЛ 2232,230-2019,00	2242,230-2042,40	-12,50	0,1087	0,1387	Проверить
МБЛ 2232,240-2019,10	2242,240-2042,40	-12,50	0,0301	0,7803	
МБЛ 2232,250-2019,20	2242,250-2042,40	-12,50	0,1807	0,3756	
МБЛ 2232,260-2019,30	2242,260-2042,40	-12,50	0,0326	0,6646	Проверить
МБЛ 2232,270-2019,40	2242,270-2042,40	-12,50	0,3729	0,6401	

РИСУНОК 2. Протокол после работы ПМО автоматизированной увязки

- **2 режим** – Увязка нейтронного с электрическим (из первого режима) и другими каротажными – последовательно, по мере их поступления к интерпретатору.
- **3 режим** – Увязка всех кривых ГИС (увязывается сразу весь комплекс ГИС).

Функционал разрабатываемой технологии автоматизированной увязки данных ГИС включает в себя несколько этапов:

1. Этап автоматического формирования входного единого las-файла для программы увязки.

Программа автоматически отбирает из полевых файлов только необходимые кривые ГИС из множества зарегистрированных и тем самым уже на первом этапе облегчает задачу интерпретаторов.

2. Программа автоматической увязки всех методов ГИС, зарегистрированных в скважине, с формированием Протокола увязки.

В результате работы этой программы данные всех методов ГИС будут интервально увязаны по индивидуальным алгоритмам. При этом формируется Протокол с информацией по величине

сдвига каждой кривой в отдельных интервалах и коэффициентах корреляции до и после сдвига (рис. 2).

3. Программа автоматической увязки промежуточного и окончательного каротажей.

Данная программа решает задачу привязки по глубине одноименных методов ГИС, проведенных в разное время. При этом формируется Протокол с информацией по величине сдвига всего комплекса ГИС и коэффициенте корреляции до и после сдвига (рис. 3).

На рисунке 4 представлен пример реальной скважины и методы ГИС, которые необходимо увязать на разное количество метров (необходимый сдвиг по глубине отмечен стрелками для каждого метода ГИС). Данный комплекс был увязан интерпретаторами «вручную» и с помощью автоматизированной увязки.

Результаты показаны на рисунке 5. Как видим, и ручная (кривые зеленого цвета) и автоматизированная увязка (кривые синего цвета), в целом, совпадают. Только отметим, что на увязку методов ГИС «вручную» были затрачены

часы работы интерпретатора, а автоматизированная увязка сработала за несколько минут!

Ниже (рис. 6) представлены примеры с результатами работы ПМО автоматизированной увязки зарегистрированного комплекса ГИС в реальных скважинах. Красным цветом обозначены увязанные кривые. Как видно из рисунка, интервал сдвига кривых может меняться от 0,1–0,2 м до 5–7 м и доходить до 10–15 м. Зарегистрированные данные ГИС в результате работы данного ПМО будут увязываться гибко – величина сдвига кривой может быть разной в разных интервалах.

В заключение отметим, что разработанное ПМО автоматизированной увязки было опробовано более, чем на шестидесяти скважинах. Промежуточное опробование уже разработанных программ, входящих в данную технологию, показало хорошую, стабильную работу этих программ, корректную увязку входных данных между собой и существенное сокращение времени работ интерпретатора на этапе увязки и, в итоге, на выдачу заключения Заказчику. ●

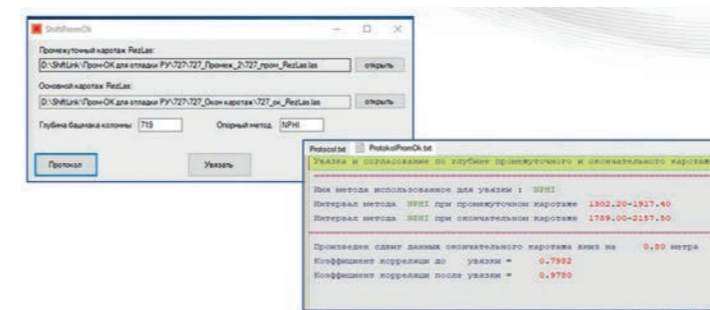


РИСУНОК 3. Протокол после работы ПМО автоматизированной увязки

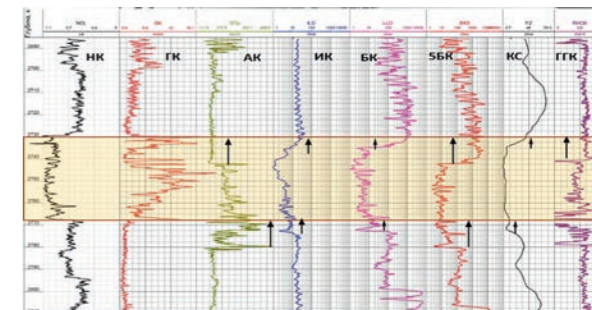


РИСУНОК 4. Пример реальной скважины и методы ГИС для увязки

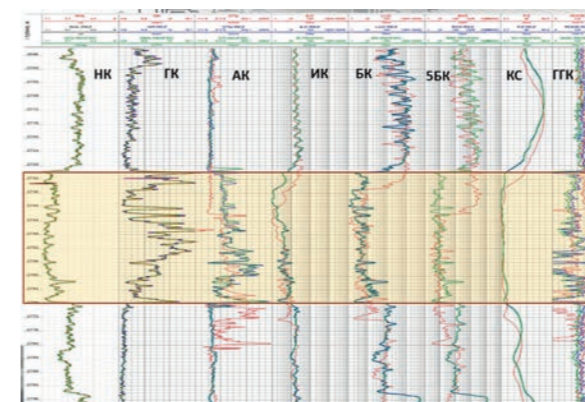


РИСУНОК 5. Сравнение увязки вручную и автоматизированный вариант

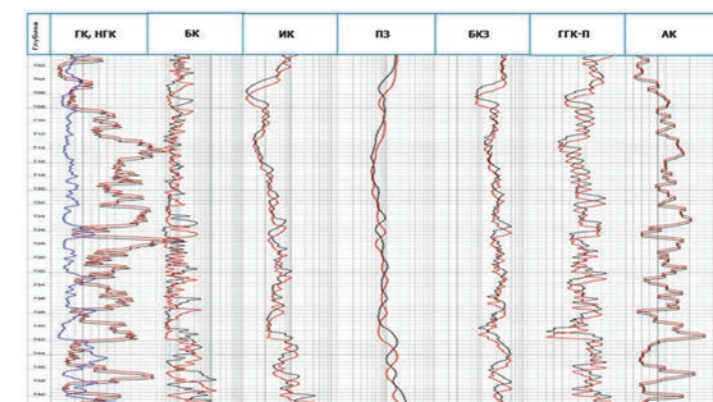


РИСУНОК 6. Примеры с результатами работы ПМО автоматизированной увязки зарегистрированного комплекса ГИС

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКОГО КОМПЛЕКСА на Уренгойском месторождении

ОТЛОЖЕНИЯ ЮРСКОГО КОМПЛЕКСА, ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ СЛОЖНЫМИ ЗАПАСАМИ И ЯВЛЯЮТСЯ ОДНИМИ ИЗ САМЫХ МАЛОИЗУЧЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗРЕЗЕ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА. В СВЯЗИ С ИСТОЩЕНИЕМ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРАДИЦИОННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ВОЗМОЖНОСТЬ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ПОРОД С УЛЬТРАНИЗКИМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ ОТКРЫВАЕТ БОЛЬШИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ДОБЫЧИ, ЗАГРУЗКИ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОЗВОЛИТ ОЦЕНИТЬ ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД, ЗАКОНОМЕРНОСТИ НАКОПЛЕНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРОДЫ И ЗАПОЛНЕНИЕ ЛОВУШЕК. ВЫПОЛНЕННЫЙ АНАЛИЗ ДАСТ РЕАЛЬНУЮ ОЦЕНКУ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ С УЧЕТОМ ЗРЕЛОСТИ ПОРОД И ДАНА ОЦЕНКА РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА

THE JURASSIC RESERVOIRS CONTAIN "COMPLEX" RESERVES AND ARE AMONG THE LEAST STUDIED DEPOSITS IN THE CROSS-SECTION OF THE AREA IN QUESTION. THE HETEROGENEOUS STRUCTURE OF THE HORIZON AND FACIES CHANGES MAY BE FAVORABLE FOR THE PRESERVATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS OF A NON-ANTICLINE TYPE. DUE TO THE DEPLETION OF NATURAL HYDROCARBON RESERVES IN CONVENTIONAL RESERVOIRS, THE POSSIBILITY OF INVOLVING ROCKS WITH ULTRA-LOW FLOW PROPERTIES INTO DEVELOPMENT OPENS UP GREAT OPPORTUNITIES FOR MAINTAINING PRODUCTION AT THE FIELD, LOADING THE SURFACE INFRASTRUCTURE WITH SUFFICIENT VOLUMES OF PRODUCTS, AND FURTHER DEVELOPMENT OF THE SUBSURFACE. A COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF THE JURASSIC RESERVOIRS WILL ALLOW US TO ESTIMATE THE GENERATION POTENTIAL OF OIL SOURCE ROCKS, PATTERNS OF ROCK ACCUMULATION AND DISTRIBUTION, AND TRAP CHARGE. THE ANALYSIS WILL GIVE A REAL ASSESSMENT OF THE RESOURCE POTENTIAL OF THE JURASSIC RESERVOIRS IN THE AREA. ONE OF THE MAIN PROMISING TARGETS IS THE JG HORIZON OF THE TYUMEN SERIES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: юрские отложения, тюменская свита, пласт юг2, уренгойское месторождение, потенциал, ресурсы, формирование.

Чикина Мария Игоревна
начальник отдела Управление по геологии и разработке нефтегазоконденсатных месторождений, ООО «ТННЦ»

Гречнева Олеся Михайловна
эксперт, Управление по геологии и разработке нефтегазоконденсатных месторождений, ООО «ТННЦ»

Ромашкин Сергей Вячеславович
заместитель генерального директора-главный геолог, АО «Роспан Интернешнл»

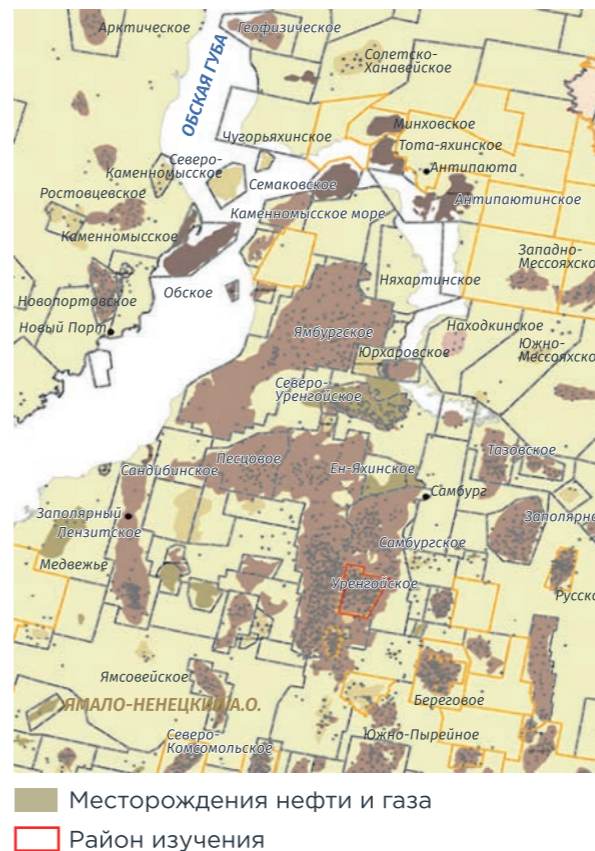
Бочкарев Дмитрий Николаевич
начальник управления геологии АО «Роспан Интернешнл»

Площадь изучения целевых объектов находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа с расположенным на ней Уренгойским нефтегазоконденсатным месторождением (НГКМ) (рис. 1).

Площадь участка недр покрыта 3D сейсмическими исследованиями, интервал пластов ЮГ2-4 охарактеризован керновыми данными и испытаниями на приток углеводородов. В предыдущие годы в пределах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения были пробурены четыре поисково-разведочные скважины, расположенные на различных гипсометрических отметках равномерно по площади изучения, результаты опробования в которых в 100 % случаев дали положительный результат. В настоящее время разработка группы пластов ЮГ2 не ведется. Подтвержденный потенциал объекта располагает к более тщательному изучению и количественной оценке ресурсов юрского комплекса для эффективного планирования проектного эксплуатационного фонда в будущем и возможности вовлечения существующих запасов в разработку.

УДК 553.9

РИСУНОК 1. Обзорная схема района изучения



Юрские отложения имеют обширное распространение в Западной Сибири, продуктивность доказана на месторождениях ХМАО, ЯНАО, Тюменской и Томской областей.

В пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области в интервале пластов ЮГ2-ЮГ4 нефтегазоносность

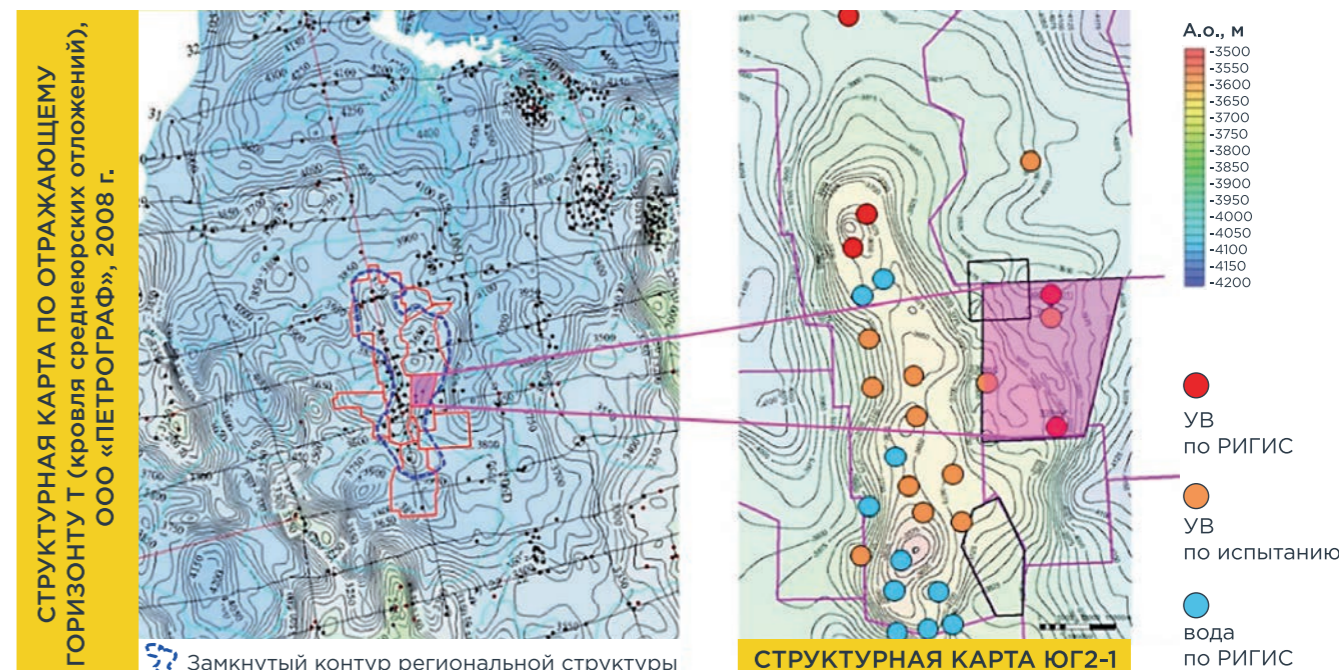
подтверждена на многих месторождениях, включая Уренгойское, что указывает на высокий потенциал заполнения ловушек.

Участок изучения приурочен к структуре 1 порядка – Уренгойскому мегавалу, Надым-Пурской нефтегазоносной области. Очагами нефтегенерации являются Нижнепурский мегапрогиб и Нерутинская мегавпадина. Основные нефтегазоматеринские породы – баженовская свита находится в пиковой фазе нефтеобразования и породы средне-, нижнеюрских отложений – основной источник генерации газа. Глубина залегания и большие толщины нефтегазоматеринских пород обуславливают достаточный объем генерации УВ и заполнения ловушек Уренгойского мегавала. В настоящий момент на государственном балансе стоят запасы углеводородов по районам отдельных скважин пластов ЮГ2(1), ЮГ2(2), ЮГ3. Однако потенциал юрских отложений оценивается гораздо выше.

Отложения юрского комплекса накапливались в обстановках от континентальных до прибрежно-морских. Верхняя подсвита тюменской свиты характеризуется постепенной трансгрессией и затоплением. Нижняя часть разреза (пласты ЮГ3-4) накапливалась в континентальной и прибрежно-континентальной обстановке. Верхняя часть разреза накапливалась в прибрежно-морских обстановках, которые характеризуются площадным распространением коллектора и выдержанностью на значительных расстояниях (ЮГ2). В верхнеюрское время участок изучения находился в обстановке относительно глубокой части шельфа, где накапливались преимущественно глинистые отложения (Ю1) [5].

Для оценки ресурсного потенциала отложений и планирования геологоразведочных работ учитывались критерии, влияющие на нефтегазоносность юрского комплекса. Критерии можно разделить на три группы: тектонические, литологические и геохимические.

РИСУНОК 2. Структурный фактор. Потенциал

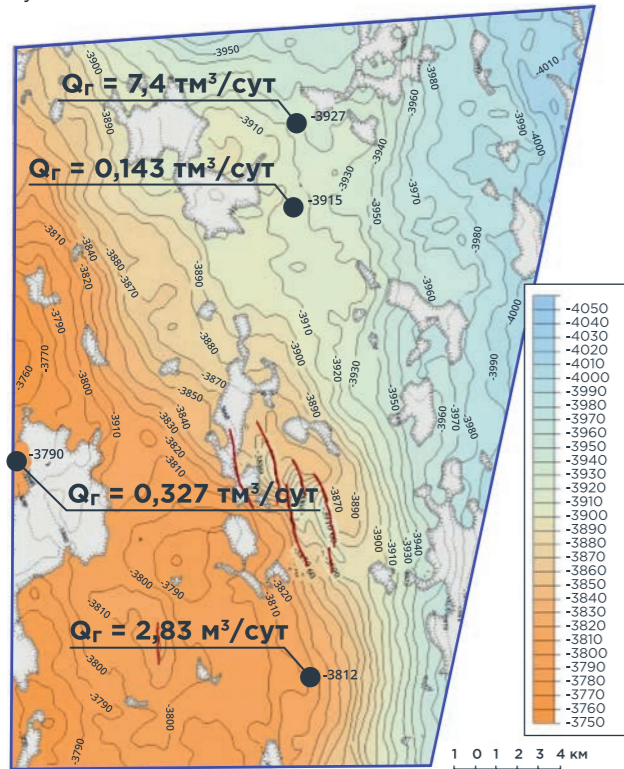


Тектонический критерий – структурный фактор

Участок изучения расположен в пределах региональной структуры 1 порядка. Согласно структурной карте по отражающему горизонту Т замкнутая изолиния региональной структуры находится за пределами участка изучения, т.е. площадь находится внутри структуры 1-го порядка. Результаты испытаний на соседних участках недр показывают притоки углеводородов на гипсометрически более низких отметках, чем весь структурный план на изучаемом участке, что говорит о полном заполнении региональной ловушки (рис. 2) и плотность запасов будет зависеть от распределения коллектора и его качества.

В подтверждение выше сказанного, результаты испытаний по пластам ЮГ2-ЮГ4 на участке изучения показывают притоки углеводородов как в повышенных частях структурного плана, так и в самых погруженных, что говорит о потенциале полного заполнения породы коллектора (рис. 3), в результате чего принято решение считать весь эффективный объем пластов потенциально продуктивным.

РИСУНОК 3. Структурная карта кровли пласта ЮГ2(1) с результатами испытаний



Геохимический фактор

Следующим фактором, влияющим на определение потенциала нефтегазоносности является геохимический фактор, или зрелость нефтегазоматеринской породы.

По результатам комплексных геохимических исследований керна и флюидов установлена генетическая связь флюидов с двумя

нефтегазоматеринскими источниками – баженовская свита и глинистые породы ниже-среднеюрского возраста, радомская и тогурская пачки глин.

По своим пиролитическим характеристикам баженовская свита является богатой нефтематеринской породой. Степень реализации исходного генерационного потенциала составляет около 85 %, что уже близко к окончанию главной фазы нефтегенерации (градация катагенеза МК2 – начало МК3(1)).

Результаты 1D бассейнового моделирования показали:

1. В Нижнепурском прогибе (скв. Тюменская СГ6) юрские нефтегазоматеринские породы достигли главной зоны нефтеобразования в конце позднего мела. В настоящее время степень катагенеза для ниже-среднеюрских (радомская и тогурская пачки) – соответствует стадии МК3 (генерация газа);
2. Осевая часть Нижнепурского прогиба испытала максимальное погружение, поэтому нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) здесь характеризуются максимальной зрелостью. Нижнеюрские НГМТ уже в раннем-среднем палеогене достигли раннего газового окна генерации УВ. Согласно проведенным исследованиям газоконденсатное насыщение пластов на всей территории участка наиболее вероятно.

Литологический фактор или накопление осадков и их распространение

В период формирования юрских пластов ЮГ2-ЮГ4 обстановки сменялись от континентальных до прибрежно-морских. С учетом седиментологического анализа выполнено уточнение стратиграфической корреляции пластов. Секвенсные границы хорошо маркируются границами затопления, которые образовались в условиях высокого стояния уровня моря и приурочены к кровле углисто-глинистых пачек (в континентальном и прибрежно-континентальном разрезе).

Границы пластов ЮГ2(1) и ЮГ2(2) определяется по резкой смене фациальных обстановок с прибрежно-континентальных (отмелей, каналов и маршей) на прибрежно-морские (подводная часть дельты). Кровля тюменской свиты выделяется по региональному маркирующему горизонту – Пахомовская пачка (интенсивно биотурбированные, глауконитизированные песчаники и алевролиты). Это позволило наиболее корректно выполнить палеофациальные реконструкции для каждого пласта [1–2].

Формирование отложений пласта ЮГ2(1) происходило в мелководно-морских обстановках в условиях переходной зоны, в прибрежно-морских обстановках в условиях подпоясочной зоны и фронта дельты, в прибрежно-континентальных обстановках в условиях прибрежной равнины и в обстановках аллювиального комплекса в озерно-пойменных условиях.

Формирование отложений пласта ЮГ2(2) происходило в обстановках аллювиального комплекса в озерно-пойменных условиях. Коллекторы имеют невыдержанное простирание и низкие ФЕС.

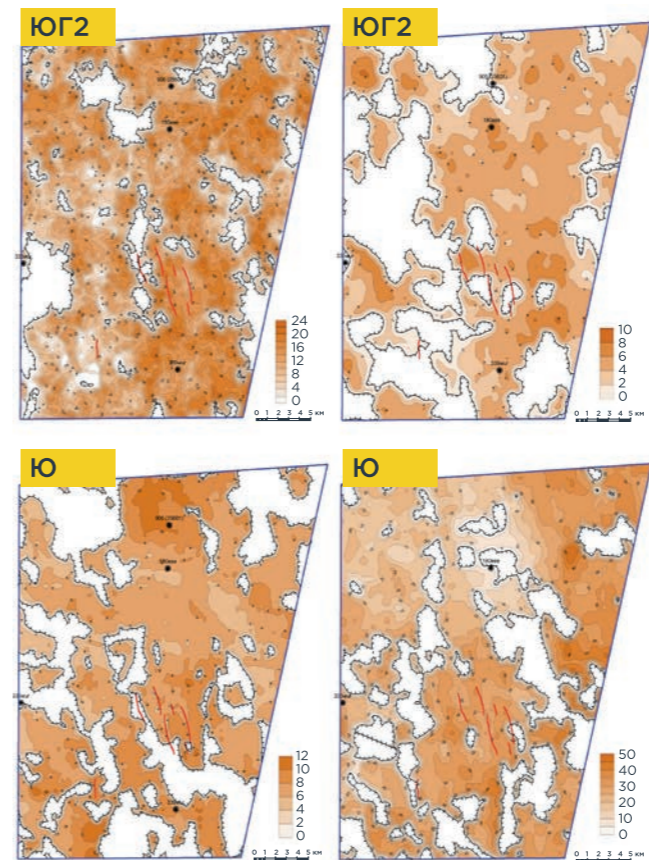
Отложения пластов ЮГ3-ЮГ4 представлены ритмичным чередованием пород тюменской свиты песчано-алевритового и глинистого состава преимущественно континентального генезиса, породы-коллекторы представлены кварцем и полевыми шпатами.

Породы юрских отложений в рамках создания фациальной модели были диагностированы и поделены на литологические типы коллектора, которые нашли свое отражение в скважинах без отбора керна [3].

Для построения карт эффективных толщин с учетом существующей неопределенности в доле коллектора в разрезе пласта и распространению его по площади, выполнена оценка с учетом вариативности параметров.

По результатам интерпретации ГИС песчаник разделяется на литотип «песчаник» и «песчаник – неясен как коллектор» – с коэффициентом пористости ниже граничного значения. Для вариации площади распространения учитывались результаты динамического анализа полученного по сейсмическим данным. Выделены зоны с ухудшенными коллекторскими свойствами. Определена обратная корреляционная зависимость для эффективных толщин в оптимистичном (Р10) и среднем (Р50) варианте с атрибутом «Огибающая сигнала», коэффициент корреляции составил 0,84. Для эффективных толщин в пессимистичном варианте (Р90) определена обратная зависимость с атрибутом «Амплитуда», коэффициент корреляции составил 0,88. Поскольку в интервалах пластов насыщение по ГИС определено как «продукт», а при испытании везде получены притоки

РИСУНОК 4. Карты эффективных толщин пластов ЮГ2-4, средний вариант (Р50)



газа, принято решение считать весь эффективный объем потенциально продуктивным. Следовательно, флюидные контакты не учитывались, карты эффективных газонасыщенных толщин соответствуют картам эффективных толщин (рис. 4).

В результате проведенной работы была выполнена ресурсная оценка юрских отложений. Оцененные объемы начальных геологических ресурсов газа могут достигать 400 млрд м³ по сумме пластов ЮГ2-4. Наиболее перспективным из группы пластов ЮГ2-ЮГ4 по объему запасов и фильтрационно-емкостным характеристикам является пласт ЮГ2(1), он определен как первоочередной объект для доизучения и планирования разработки. При оценке конденсатосодержания, привлекались данные по аналогам в пределах района работ. Согласно оцененным термобарическим условиям основными аналогами для оценки потенциального конденсатосодержания являются Уренгойское, Юрхаровское, Зап. Юрхаровское, Ямбургское и Заполярное месторождения. С учетом выборки по месторождениям-аналогам, величина потенциального конденсатосодержания оценивается в 230 г/см³. Начальные геологические ресурсы конденсата по сумме пластов ЮГ2-ЮГ4 оцениваются более чем в 50 млн т.

Выводы

Анализ, выполненный на основе комплексного подхода, позволил детализировать строение юрских пластов, отразить закономерности накопления отложений и их распространение по площади участка. Геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород показывают высокий генерационный потенциал позволяющий обеспечить полное заполнение ловушки, в купе со структурным фактором – приуроченность с региональной структуре с замыкающей изолинией за площадью изучаемого участка, дает высокую оценку ресурсного потенциала юрских отложений. В таких благоприятных условиях для перспектив нефтегазоносности, доизучение объекта и скорейший ввод его в разработку должно стать первоочередным приоритетом. ●

Литература

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном / Е.Ю. Барабошкин – Тверь: ГЕРС, 2011. – 152 с.
2. Гречнева О.М. Создание фациальных моделей группы пластов Ю2 тюменской свиты и оценка перспектив их вовлечения в разработку. / О.М. Гречнева, А.А. Снохин и др. // Газовая промышленность. – 2022. – № 2. – 42–49 с.
3. Гречнева О.М. Нейросетевое моделирование для прогнозирования фаций и петротипов коллектора. / О.М. Гречнева, А.А. Снохин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – 21–25 с.
4. Конторович А.З. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. / А.З. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин и др. // Геология и геофизика. – 2014. – № 5–6. – 745–776 с.
5. Элов М.И. Условия образования юрских отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1:2 000 000 и объяснительная записка / М.И. Элов, В.А. Конторович – Новосибирск: СО РАН, 2015.
6. Ян П.А. Состав строение и условия осадконакопления Келловей-Оксфордских отложений Надым-Пурского междуречья Западной Сибири: диссертация на соискателя ученой степени / П.А. Ян – Новосибирск: СО РАН, 2003. – 169 с.

KEYWORDS: *jurassic reservoirs, tyumen series, jg2 reservoir, urengoi field, potential, resources, formation.*



МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЭКСТРИМА: отечественные РТИ для работы в агрессивных средах

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ – ЭТО НАСТОЯЩИЙ ПОЛИГОН ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ НА ПРОЧНОСТЬ. ОБОРУДОВАНИЕ РАБОТАЕТ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ, СТОЛКНУВШАСЬ С КОЛОССАЛЬНЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ, ЗАПРЕДЕЛЬНЫМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ И ХИМИЧЕСКИ АГРЕССИВНЫМИ СРЕДАМИ. ПРИ ЭТОМ НАДЕЖНОСТЬ СЛОЖНЕЙШИХ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЧАСТО ЗАВИСИТ ОТ, КАЗАЛОСЬ БЫ, МАЛОЗАМЕТНЫХ КОМПОНЕНТОВ – РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ. УПЛОТНЕНИЯ, МАНЖЕТЫ, САЛЬНИКИ – ЭТО ПЕРВЫЙ И ГЛАВНЫЙ БАРЬЕР НА ПУТИ УТЕЧЕК. ОТ ИХ СТОЙКОСТИ ЗАВИСИТ НЕ ТОЛЬКО ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НО И ПРОМЫШЛЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. БОЛЕЕ 30 ЛЕТ ООО «НПФ «РЕЗИНОТЕХСЕРВИС» УСПЕШНО ВЕДЕТ РАБОТУ ПО КОМПЛЕКТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, РАЗРАБАТЫВАЯ И ПРОИЗВОДЯ МАТЕРИАЛЫ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ НАДЕЖНОСТЬ В САМЫХ СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ. ЗА ЭТИ ГОДЫ КОМПАНИЕЙ СОЗДАНЫ УНИКАЛЬНЫЕ КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ, НЕ ИМЕЮЩИЕ АНАЛОГОВ ПО ТЕПЛОСТОЙКОСТИ И СТОЙКОСТИ К АГРЕССИВНЫМ СРЕДАМ, ЧТО ДЕЛАЕТ ИХ НЕЗАМЕНИМЫМИ ДЛЯ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ ТЭК

THE OIL AND GAS INDUSTRY CAN BE CONSIDERED AS A TRUE TESTING GROUND FOR ENDURANCE TRIALS. EQUIPMENT OPERATES UNDER HARSH EXTREME CONDITIONS, ENCOUNTERING COLOSSAL PRESSURES, EXTREME TEMPERATURES, AND CHEMICALLY AGGRESSIVE ENVIRONMENTS. AT THE SAME TIME, THE RELIABILITY OF COMPLEX TECHNICAL SYSTEMS OFTEN DEPENDS ON SEEMINGLY INCONSPICUOUS COMPONENTS – RUBBER TECHNICAL PRODUCTS. SEALS, CUFFS, AND GLANDS ARE THE FIRST AND FOREMOST BARRIER TO LEAKS. THEIR DURABILITY DETERMINES NOT ONLY ECONOMIC EFFICIENCY BUT ALSO INDUSTRIAL AND ENVIRONMENTAL SAFETY. FOR OVER 30 YEARS, NPF REZINOTEKHSERVIS LLC HAS SUCCESSFULLY SUPPLIED EQUIPMENT TO OIL AND GAS COMPANIES BY DEVELOPING AND MANUFACTURING MATERIALS THAT ENSURE RELIABILITY IN THE HARSHTEST CONDITIONS. OVER THESE PERIOD, THE COMPANY HAS CREATED UNIQUE COMPOSITE MATERIALS THAT ARE UNPARALLELED IN HEAT RESISTANCE AND RESISTANCE TO AGGRESSIVE ENVIRONMENTS, MAKING THEM INDISPENSABLE FOR CRITICAL FUEL AND ENERGY COMPLEX FACILITIES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *резинотехнические изделия, агрессивные среды, нефтегазовая отрасль, оборудование, промышленная безопасность.*

Тарасов Геннадий Иванович
главный специалист

Тарасов Сергей Геннадиевич
управляющий директор

Козлов Дмитрий Дмитриевич
коммерческий директор

ООО «НПФ «Резинотехсервис»

Химическая стойкость: невидимый щит оборудования

Ключевой вызов для производителей РТИ – создание материалов, устойчивых к химически агрессивным компонентам. **Пластовые флюиды, сероводород и углекислый газ** способны в кратчайшие сроки вызвать старение и разрушение обычных резин, приводя к их набуханию, потере эластичности и растрескиванию.

Ответом на это стали новые подходы в разработке рецептур резиновых смесей, обеспечивающих необходимый комплекс физико-механических свойств и стабильность на протяжении всего заявленного срока службы.

Особой проверкой на прочность является работа с **метанолом**, который широко применяется в качестве ингибитора гидратообразования. Метанол – мощный набухающий агент для большинства эластомеров. Для таких задач были разработаны специальные рецептуры, демонстрирующие исключительную стойкость к его воздействию даже при повышенных температурах.

Испытание холодом и абразивом: два фронта борьбы за надежность

Активное освоение арктических месторождений, стратегический приоритет для России, сопряжено с уникальными техническими вызовами. Главный из них – экстремально низкая температура, способная за несколько часов превратить стандартную резину в хрупкий, легко

разрушаемый материал. Ответом на этот вызов стала разработка **линейки морозостойких изделий**. Эти РТИ сохраняют свою эластичность и работоспособность при температурах до -60°C и ниже, что гарантирует надежную работу бурового, насосного и запорного оборудования в условиях Крайнего Севера.

На другом фронте – **борьба с износом**. В условиях интенсивных механических нагрузок, особенно в присутствии абразивных частиц, критическое значение приобретает износостойкость. Для оборудования, работающего в условиях абразивного износа, такого как буровые насосы, шламовые системы и гидроциклоны, были созданы специальные высоконаполненные рецептуры. Эти смеси демонстрируют исключительную стойкость к истиранию, значительно увеличивая межсервисные интервалы оборудования и снижая общие эксплуатационные затраты.

Критически важные применения: от забоя до поверхности

Наиболее технологичные продукты находят применение в узловых точках нефтегазового цикла, где цена отказа особенно высока.

• **Статоры для винтовых забойных двигателей (ВЗД).** Эти элементы работают на самом острие процесса бурения, в условиях экстремальных механических нагрузок и постоянного абразивного воздействия бурового раствора. Специально разработанные резиновые смеси обеспечивают высокое сопротивление истиранию, сохраняя стабильность характеристик при длительной работе, что позволяет значительно увеличить ресурс работы забойных двигателей и повысить эффективность всего процесса бурения.

• **Пакерные манжеты.** Для обеспечения надежной изоляции пластов требуются решения, способные работать в условиях высоких давлений и температур, находясь в постоянном контакте с агрессивными пластовыми флюидами. Специальные резиновые смеси демонстрируют исключительную стойкость к воздействию сероводорода, углекислого газа, пластовых вод и пара, обеспечивая длительную и бесперебойную герметизацию в самых сложных геологических условиях.

• **Уплотнения для трубопроводной и запорной арматуры.** Компания производит полный спектр РТИ для фланцевых соединений, задвижек, клапанов и кранов, которые обеспечивают герметичность в широком диапазоне рабочих давлений и температур, устойчивы к воздействию транспортируемых сред и сохраняют свои свойства в течение всего срока эксплуатации.

• **Противовыбросовое оборудование.** К РТИ для превенторов и другого противовыбросового оборудования предъявляются высочайшие требования по надежности. Уплотнительные элементы производятся с использованием специальных рецептур, обеспечивающих максимальную прочность и стабильность характеристик при экстремальных давлениях.



• **Насосно-компрессорное оборудование.** Широкий спектр уплотнительных элементов для компрессоров и насосов различного типа работает в условиях высоких давлений и динамических нагрузок. Специально разработанные резиновые смеси обеспечивают минимальный коэффициент трения, высокую износостойкость и длительный срок службы даже при работе с загрязненными средами.

Технологический суверенитет: импортозамещение как драйвер развития

Санкционное давление и уход с рынка ряда зарубежных поставщиков остро поставили вопрос о необходимости создания полного цикла производства критически важных материалов внутри страны. ООО «НПФ «Резинотехсервис» активно включилось в этот процесс, используя свой многолетний научно-технический задел.

Ярким примером успеха является разработка резиновых смесей на основе отечественного сырья, призванных заменить изделия из импортных аналогов. Создание полноценной отечественной альтернативы – это сложная научно-техническая задача, успешное решение которой позволяет отказаться от критической импортной зависимости без потери качества конечной продукции. Эта работа ведется в тесной кооперации с производителями сырья и конечными потребителями – нефтегазовыми компаниями. Совместные испытания и обратная связь позволяют быстро дорабатывать рецептуры, добиваясь их полного соответствия жестким отраслевым стандартам.

Заключение

Более чем 30-летний опыт работы и постоянная ориентация на опережающее развитие позволяют ООО «НПФ «Резинотехсервис» оставаться одним из лидеров рынка резинотехнических изделий для ТЭК. Способность создавать уникальные композитные материалы, выдерживающие экстремальные химические и температурные нагрузки – от воздействия перегретого пара до арктического холода, – является важнейшим компонентом технологической безопасности всей отрасли.

Разрабатывая комплексные решения для критически важного оборудования и успешно реализуя программу импортозамещения, компания вносит прямой вклад в укрепление технологического суверенитета России. В условиях, когда надежность каждого элемента системы приобретает стратегическое значение, роль таких специализированных производителей становится поистине неопределимой. Будущее нефтегазовой отрасли – за высокотехнологичными, умными материалами, и отечественная промышленность готова эти материалы поставлять. ●

KEYWORDS: *rubber and technical products, aggressive environments, oil and gas industry, equipment, industrial safety.*

ПОДГОТОВКА ТРИЗ:

уникальные задачи и адаптивные решения

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ АКТУАЛЬНАЯ ПРОБЛЕМА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ КОМБИНИРОВАННОМУ МЕТОДУ, СОЧЕТАЮЩЕМУ ТЕРМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, РАЗБАВЛЕНИЕ БОЛЕЕ ЛЕГКОЙ НЕФТЬЮ И ПРИМЕНЕНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК. АНАЛИЗИРУЕТСЯ СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ТАКОГО ПОДХОДА, НАПРАВЛЕННЫЙ НА СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ, ЧТО ОБЕСПЕЧИВАЕТ БЕЗОПАСНУЮ И ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНУЮ ТРАНСПОРТИРОВКУ ВВН. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ ДОБИТЬСЯ МАКСИМАЛЬНОГО СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ ПРИ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ, С УЧЕТОМ СПЕЦИФИКИ СОСТАВА ИССЛЕДУЕМОЙ ВВН И ЗАДАННЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ОСВЕЩАЮТСЯ ПРИНЦИПЫ ДЕЙСТВИЯ, ПРЕИМУЩЕСТВА И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО МЕТОДА, ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ ВАЖНОСТЬ ПРАВИЛЬНОГО ПОДБОРА ПРИСАДОК И ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

THE ARTICLE DISCUSSES THE CURRENT PROBLEM OF IMPROVING THE EFFICIENCY OF PREPARING HIGH-VISCOSITY OIL FOR TRANSPORTATION. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO A COMBINED METHOD THAT COMBINES THERMAL TREATMENT (HEATING OF THE OIL), DILUTION OF THE OIL WITH LIGHTER OIL, AND THE USE OF DEPRESSANT ADDITIVES. THE ARTICLE ANALYZES THE SYNERGISTIC EFFECT OF THIS APPROACH, WHICH AIMS TO REDUCE VISCOSITY AND PREVENT PARAFFIN DEPOSITS, ENSURING SAFE AND COST-EFFECTIVE TRANSPORTATION OF HIGH-VISCOSITY OIL. THE WORK INCLUDES RESEARCH ON IDENTIFYING THE MOST EFFECTIVE DEPRESSANT ADDITIVE, WHICH ALLOWS FOR MAXIMUM VISCOSITY REDUCTION AT AN OPTIMAL CONCENTRATION, TAKING INTO ACCOUNT THE SPECIFIC COMPOSITION OF THE STUDIED FUEL AND THE GIVEN OPERATING CONDITIONS. THE ARTICLE HIGHLIGHTS THE PRINCIPLES OF ACTION, ADVANTAGES, AND SPECIFIC FEATURES OF THIS METHOD, EMPHASIZING THE IMPORTANCE OF SELECTING THE RIGHT ADDITIVES AND TEMPERATURE CONDITIONS TO ACHIEVE MAXIMUM EFFICIENCY

Ключевые слова: высоковязкая нефть, подготовка нефти, депрессорные присадки, эффективность, температура застывания, динамическая вязкость, лабораторные исследования.

**Быкова
Елизавета Сергеевна**

инженер 2 категории,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработки»,
ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»

**Дерюгина
Ольга Павловна**

доцент кафедры «Переработка
нефти и газа»,
ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»

В России, как и во всем мире, все большее значение приобретает разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти. По мере истощения традиционных месторождений ТРИЗ становятся ключевым фактором поддержания уровня добычи и обеспечения энергетической безопасности страны. Статистические данные по ТРИЗ в России отражают как огромный ресурсный потенциал, так и серьезные проблемы, с которыми сталкиваются нефтедобывающие компании.

По оценкам экспертов, трудноизвлекаемые запасы составляют значительную часть общего нефтяного потенциала России. По некоторым оценкам, на долю трудноизвлекаемых запасов приходится более 60% всех российских запасов нефти [1].

В структуре ТРИЗ в России выделяются несколько основных типов [2]:

- залежи с высоковязкими нефтями;
- выработанные (истощенные) залежи с высокой обводненностью;
- тонкие нефтяные оторочки;
- месторождения, удаленные от инфраструктуры;

- залежи с низкопроницаемыми коллекторами;
- нетрадиционные запасы;
- газогидратные залежи.

Статистика добычи трудноизвлекаемых запасов в России показывает постепенный рост, хотя доля таких запасов в общей добыче нефти пока остается относительно небольшой. По данным Минэнерго РФ, добыча трудноизвлекаемых запасов в России в последние годы демонстрирует положительную динамику.

Разработка трудноизвлекаемых запасов в России сопряжена с рядом трудностей, включая высокую себестоимость добычи, технологические сложности, экологические риски и необходимость привлечения значительных инвестиций. Государство оказывает поддержку проектам по разработке трудноизвлекаемых запасов, предоставляя налоговые льготы и стимулируя разработку новых технологий.

В целом статистика по ТРИЗ в России свидетельствует о большом ресурсном потенциале, требующем дальнейших исследований, разработок и инвестиций для его эффективного освоения. Разработка ТРИЗ играет ключевую роль в обеспечении долгосрочной энергетической безопасности России и требует комплексного подхода, учитывающего экономические, технологические и экологические аспекты.

Подготовка трудноизвлекаемой нефти – это комплексная задача, которая в корне отличается от подготовки традиционной нефти и требует применения специализированных технологий и адаптивных решений. Ключевые особенности трудноизвлекаемой нефти, такие как повышенная вязкость, высокая обводненность и минерализация, высокое содержание асфальтенов и смол, стабильные водонефтяные эмульсии, высокий газовый фактор нефти, а также нестабильность и расслоение, создают уникальные проблемы на всех этапах подготовки [3].

Мировые запасы традиционной легкой нефти уменьшаются. Высокий ресурсный потенциал месторождений с трудноизвлекаемыми запасами,

запасы высоковязкой нефти (ВВН) почти в 5 раз превышают объем остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости [4].

Положения Энергетической стратегии Российской Федерации на период 2025 года гласят об увеличении добычи и транспортировки ВВН [5].

С технологической точки зрения добыча и транспортировка высоковязких нефтей представляют собой наиболее значительные вызовы. Добыча такой нефти требует более сложных и дорогостоящих технологий, поскольку обычные методы неэффективны из-за высокой вязкости сырья.

Вязкость нефти является главным препятствием для наличия необходимой при транспортировке скорости, что ведет к дополнительным материальным затратам. При транспортировке такой нефти наблюдается повышенный износ оборудования, значительное нарушение технологических процессов, а также ухудшение экологической обстановки из-за учащения аварийных ситуаций.

Большая вязкость нефти приводит к увеличению трения между нефтью и стенками труб, что снижает скорость течения нефти и увеличивает энергопотребление насосных станций. В свою очередь, это влияет на эффективность и экономическую целесообразность трубопроводного транспорта.

В условиях Крайнего Севера низкие температуры оказывают влияние на свойства нефти. При низких температурах могут выделяться парафины и асфальтены, что приводит также к затруднению транспортировки, отложениям на стенках оборудования, увеличению гидравлического сопротивления. Существует проблема энергообеспечения. Необходимо обеспечить требуемую мощность для подогрева нефти и работы насосных станций.

Поскольку важным этапом является подготовка нефти к транспорту, а вязкость значительно затрудняет перекачку по трубопроводам, хранение и последующую переработку, то основная цель подготовки ВВН для транспорта заключается в снижении ее вязкости до приемлемых значений,

обеспечивающих возможность эффективной и экономичной транспортировки [6].

Высоковязкая нефть имеет большую внутреннюю сопротивляемость потоку, что означает, что для перемещения этого типа нефти требуется больше энергии. Она также содержит парафины и асфальтены, которые увеличивают вязкость и вызывают дополнительные проблемы при транспортировке и подготовке. Для достижения этой цели применяются различные методы, которые можно классифицировать на термические, химические, физические и комбинированные.

Наиболее распространенными и традиционными являются термические методы, основанные на нагреве ВВН. С повышением температуры вязкость нефти снижается, что облегчает ее перекачку. Существуют разные способы нагрева ВВН, начиная от прямого нагрева с использованием печей и заканчивая более сложными технологиями, такими как паротепловое воздействие (ПТВ) и внутривластовое горение (ВВГ).

Химические методы подготовки ВВН направлены на изменение ее состава и структуры с помощью специальных химических реагентов. Наиболее распространенным методом является добавление разбавителей или депрессорных присадок. Разбавители, как правило, представляют собой легкие углеводороды (например, газовый конденсат или бензин), которые смешиваются с ВВН, снижая ее вязкость и улучшая текучесть. Депрессорные присадки, в свою очередь, представляют собой полимерные соединения, которые адсорбируются на поверхности асфальтеновых частиц, препятствуя их агрегации и повышая стабильность нефти.

К физическим методам подготовки ВВН относятся методы, основанные на использовании физических воздействий, таких как ультразвук и электромагнитное поле. Ультразвуковая обработка может разрушать устойчивые водонефтяные эмульсии, снижать вязкость нефти и интенсифицировать процессы массообмена. Воздействие электромагнитного поля также может изменять структуру нефти, снижая ее вязкость и улучшая текучесть. Однако эффективность

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические свойства исследуемых образцов нефти

Показатель	Нефть № 1	Нефть № 2
Плотность кг/м³	944,6	823,4
Вязкость, мм²/с	284,1	6,1
Сера, %	0,32	0,08
Хлористые соли, мг/м³	33,6	1,5
Вода, % масс.	0,3	0,03
Механические примеси, % масс.	0,0025	0,0028
Парафины, % масс.	0,6	7,3
Температура застывания	Минус 24	Минус 5

ТАБЛИЦА 2. Рецептúra смесей

Компонент	Смесь № 1	Смесь № 2	Смесь № 3
Нефть 1	20	30	40
Нефть 2	80	70	60

физических методов пока не всегда достаточно высока, и требуется дальнейшее исследование для их промышленного внедрения.

Наиболее перспективными являются комбинированные методы, сочетающие в себе преимущества различных технологий [7].

Использование углеводородных растворителей, таких как газовый конденсат и легкие нефти, представляет собой достаточно результативный и экономичный метод улучшения реологических характеристик высоковязких нефтей. Введение депрессорных присадок является распространенным методом снижения напряжения сдвига. Присадка образует комплексы из молекул парафина и самой присадки (нефтерастворимые синтетические полимерные продукты), которые препятствуют формированию контактов кристаллического геля и уменьшают их упорядоченность.

Ряд крупных компаний разрабатывает активы с запасами ВВН. В сложных климатических условиях приходится отказываться от традиционных технических решений при их добыче, сборе, подготовке и транспорте и применять специальные методы.

Применение современных технологий и оптимизация технологических процессов позволяют более эффективно подготавливать высоковязкую нефть к транспортировке

и переработке, обеспечивая экономическую целесообразность и экологическую безопасность.

В данном исследовании высоковязкой нефтью является Нефть № 1. Для этой нефти были определены физико-химические показатели. В соответствии с ними данную нефть можно охарактеризовать как битуминозную, высоковязкую, малосернистую, высокосмолистую, с низким содержанием светлых фракций; температура вспышки в закрытом тигле 138 °С, давление насыщенных паров (ДНП) 8,6 кПа при 37,8 С, 21 кПа при 60 °С. В качестве разбавителя использовалась Нефть № 2, которая имеет меньшую вязкость. Характеристики исследуемых образцов нефти представлены в таблице 1. Следует отметить, что тяжелая нефть № 1 месторождения N характеризуется низким содержанием парафинов, а в легкой нефти № 2 месторождения N их значительно больше.

Проанализировав известные методы подготовки ВВН и рассмотрев их экономическую целесообразность для конкретного месторождения с высоковязкой нефтью, предлагается использовать комбинированный метод подготовки.

Комбинированный метод, включающий в себя нагрев нефтяной смеси с последующим смешением с депрессорной

присадкой, представляет собой эффективный подход к решению этой задачи, позволяющий достичь оптимальных реологических свойств подготовленной ВВН. Данное исследование касается смешивания нефти с высоким содержанием парафинов с тяжелой нефтью с низким содержанием парафинов и использованием химических реагентов, которые препятствуют парафинообразованию. А также определение необходимой температуры нагрева нефти, при которой присадка будет наиболее эффективной.

В качестве депрессорных присадок применяются [8]:

- металлические соединения (молибденовый дисульфид);
- полимерные соединения (полиакрилаты);
- добавки (моноглицериды);
- сополимеры этилена с полярными мономерами;
- вещества неполимерного типа (эфирь многоатомных кислот).

В работе был проведен эксперимент с целью определения эффективности присадок.

В общем случае выбор типа присадки производится с учетом эффективности ее воздействия на свойства высоковязкой нефти, затрат на доставку и смешение.

В ходе работы был выполнен комплекс исследований, направленный на оценку реологических характеристик трех смесей, состоящих из компонентов «нефть 1» и «нефть 2», в различном соотношении. Соотношение компонентов смесей представлено в таблице 2.

Плотность образцов при температуре 20 °С определялась согласно ГОСТ 3900-85. Вязкость при той же температуре (20 °С) устанавливалась в соответствии с ГОСТ 6258-85 в градусах ВУ, после чего проводился пересчет для получения значения кинематической вязкости. Содержание серы в образцах определялось по методике, описанной в ГОСТ Р 51947-00. В таблице 3 представлены физико-химические характеристики, определенные для смесей 1–3.

В процессе выполнения работы исследовалось влияние присадок ДЕО и ИНДЕП на температуру застывания нефти, динамическую вязкость в зависимости

ТАБЛИЦА 3. Физико-химические характеристики смесей 1–3

Смесь	Содержание парафинов, % масс.	Содержание асфальтенов, % масс.	Содержание смол, % масс.	Плотность при 20 °С, кг/м³	Плотность при минус 20 °С, кг/м³	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм²/с
Смесь 1	0,9	0,24	7,3	904	948	44,1
Смесь 2	0,9	0,26	7,4	906	951	47,1
Смесь 3	0,8	0,52	11,5	940	952	480,2

ТАБЛИЦА 4. Физико-химические характеристики реагента

Показатель	ДЕО	ИНДЕП
Внешний вид	Вязкая жидкость от бесцветного до коричневого цвета	Однородная жидкость от светло- до темно-коричневого цвета
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм²/с	–	1000
Плотность при 20 °С, кг/м³	Не нормируется, определять обязательно	800–1000
Температура застывания, % не выше	Плюс 15	Плюс 25
Механические примеси, % не более	Отсутствуют	–
Массовая доля нелетучих веществ, % масс., не более	6,0	–

от дозировки реагента. Физико-химические характеристики реагентов представлены в таблице 4.

Реагенты ИНДЕП представляют собой синергические композиции высокомолекулярных полимерных производных с активизирующими добавками в смеси с органическими растворителями. Реагент «ИНДЕП» – полимерная присадка, снижающая температуру застывания, вязкость нефти и количество АСПО, образующихся на внутренней стенке трубопровода при ее добыче и транспортировке.

Реагенты серии ДЕО представляют собой также синергетическую композицию высокомолекулярных полимерных производных с активизирующими добавками в смеси органических растворителей. Депрессорные присадки серии ДЕО позволяют значительно снизить вязкость и снизить температуру застывания перекачиваемой нефти на 10–40 °С.

Присадки состоят из двух частей: олеагинофильной части, которая сокристаллизуется с воскообразующими компонентами, и полярного компонента, который ограничивает степень совместной

кристаллизации. Присадки с такими свойствами очень избирательны и не очень эффективны для каждой нефти.

Принцип работы реагентов заключается в «обволакивании» кристаллов действующим веществом (адсорбция молекул реагентов на кристаллах), препятствует их слипанию. В неингибированной нефти при ее охлаждении образующиеся кристаллы парафинов слипаются между собой (коагулируются) за счет острых краев. Дальнейшее снижение температуры приводит к образованию дисперсных

пространственных структур, или иными словами – густого тумана, распределенного в объеме нефти. Эти сгустки являются причиной повышения вязкостных свойств.

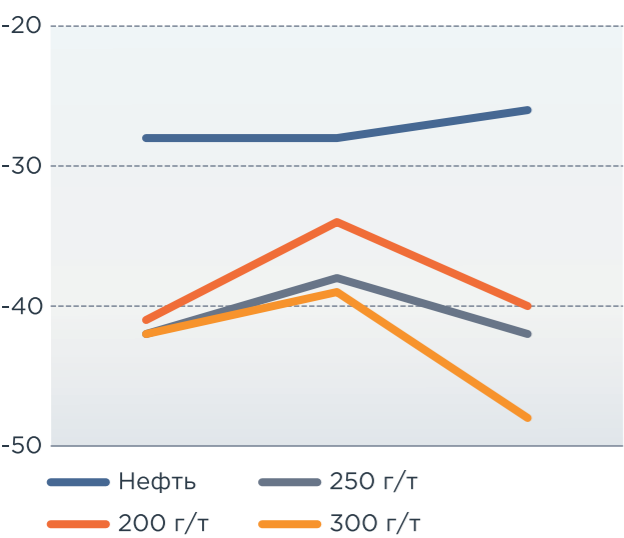
Температура застывания нефти – это самая низкая температура, при которой нефть в стандартных условиях теряет подвижность во время охлаждения. Температура застывания – один из ключевых параметров, определяющих товарные свойства нефти, и для высоковязкой нефти (ВВН) его определение приобретает особое значение. Результаты определения температуры застывания нефти представлены в таблице 5.

Температура застывания нефти определялась по методике ГОСТ 33910-2016 «Определение температуры застывания. Автоматический метод с импульсным давлением». Используемый прибор регулирует подачу импульсов газообразного азота на поверхность охлаждаемой пробы с интервалом температуры 1 °С или 3 °С. Для контроля перемещения поверхности образца используется система оптических детекторов вместе с источником света. Регистрируются значение самой низкой температуры, при которой наблюдается перемещение поверхности образца при подаче импульса азота, как температура застывания.

ТАБЛИЦА 5. Результаты определения температуры застывания нефти

Наименование смеси	Дозировка, г/т	Температура застывания, °С		
		Смесь 1	Смесь 2	Смесь 3
Смесь чистая	–	минус 28	минус 28	минус 26
	200	минус 41	минус 34	минус 40
	250	минус 42	минус 38	минус 42
Смесь + ДЕО	300	минус 42	минус 39	минус 48
	200	минус 43	минус 36	минус 33
	250	минус 40	минус 42	минус 37
Смесь + ИНДЕП	300	минус 45	минус 36	минус 34

РИСУНОК 1. Температура застывания смесей 1–3 и с реагентом DEO в различных дозировках



Изменение температуры застывания нефти с применением присадок в различных дозировках представлено на рисунках 1 и 2.

Реагенты DEO и ИНДЕП обладают одновременно свойствами депрессоров и ингибиторов парафиновых отложений.

Более правильное название реагентов этого класса – модификаторы кристаллов парафинов (МКП). МКП наиболее эффективны, если их вводить в нефть выше температуры начала кристаллизации парафинов.

Температура застывания определялась в смеси чистой (неингибированной) и в пробах с добавлением реагентов разных дозировок. Реагенты дозировались в нефть, предварительно

подогретую до температуры +50 °С. Подогрев необходим для ликвидации парафиновой решетки, образующейся при хранении нефти.

Динамическую вязкость нефти определяли по методике ГОСТ 1929-87 «Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре». Измерение динамической вязкости в присутствии реагентов выполнялась с использованием оборудования: вискозиметр Брукфильда ротационный DV2T, подключенного к циркуляционному термостату СТ-150АР с улучшенным программируемым контроллером температуры с диапазоном температуры от минус 20 до 200 °С.

На фоне реагента ИНДЕП немного в более выигрышной ситуации

оказывается реагент DEO, однако его эффективность также низкая. Также следует отметить, что эффект, хотя и небольшой, начинает проявляться в зоне низких температур в диапазоне ниже минус 10 °С. В целом можно отметить, что чем ниже температура, тем заметнее эффект.

По результатам лабораторных исследований: для динамической вязкости при температуре минус 20 °С наиболее высокий эффект получен с реагентом DEO. При дозировке 250 и 500 г/т он составил 7 и 10 % соответственно.

Для температуры застывания эффективны обе присадки при дозировке 250–300 г/т для смеси 1 (соотношение 80:20). Применение рассмотренных реагентов позволяет

РИСУНОК 2. Температура застывания смесей 1–3 и с реагентом ИНДЕП в различных дозировках

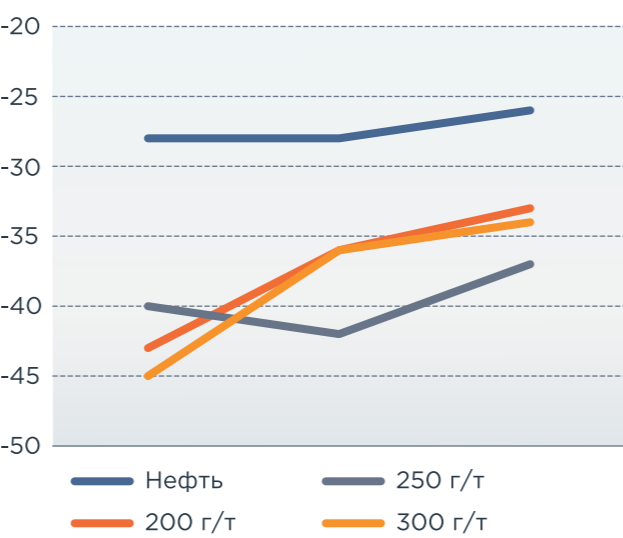
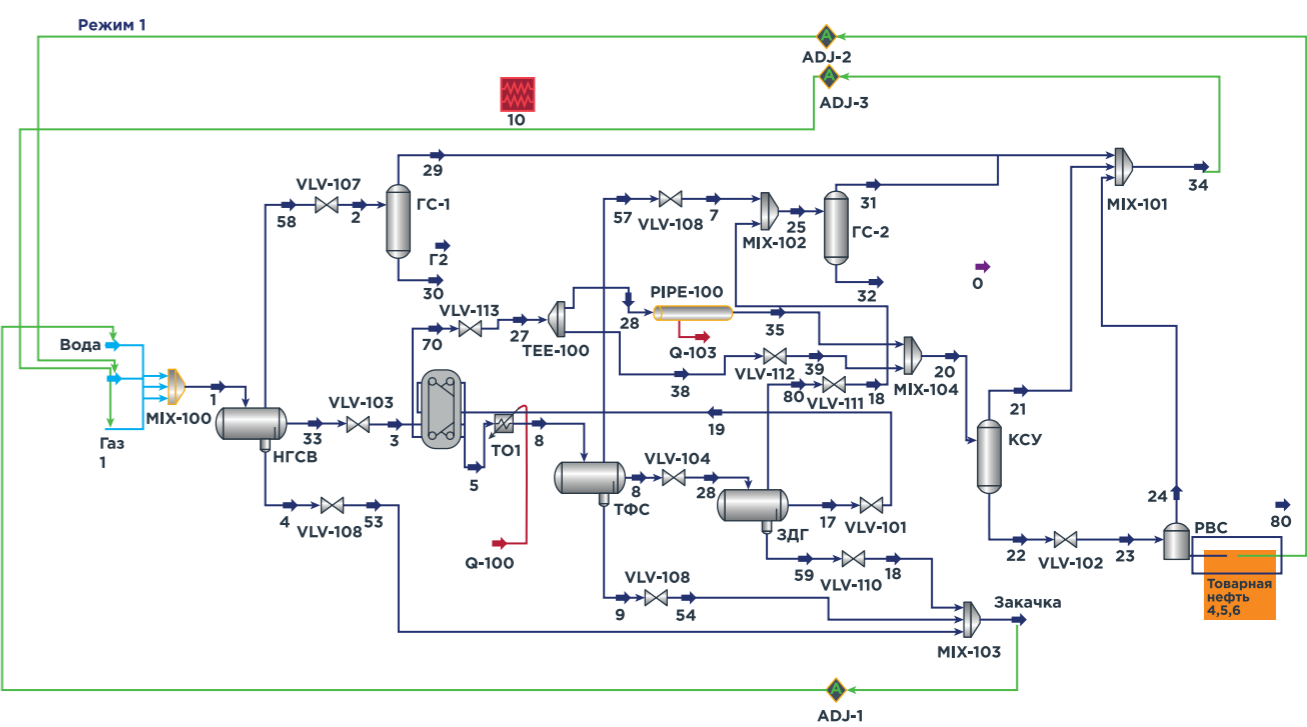


РИСУНОК 3. Модель комбинированного метода подготовки ВВН



заметно облегчить процесс пуска трубопровода после длительной остановки. Наиболее высокий эффект получен с реагентом DEO. Его эффективность при дозировке 300 г/т составила 36 %. Увеличение дозировки до 500 г/т позволяет усилить эффект 44 %.

Таким образом, в целях повышения безопасности эксплуатации трубопровода рекомендуется к применению реагент DEO в дозировке (250–300 г/т) согласно испытаниям на комплексе Flow Loop. Добавление депрессорной присадки рекомендуется в качестве меры, обеспечивающей безопасность остановки трубопровода на длительные периоды (от 72 часов) при температурах воздуха ниже минус 25 °С.

Определив в ходе лабораторных исследований требуемую дозировку реагента, далее необходимо смоделировать процесс подготовки высоковязкой нефти.

Далее нами предлагается модель подготовки нефти (рисунок 3). По схеме подготовка нефти происходит в три этапа. Необходимо подобрать температуру предварительного нагрева нефти с целью максимизации эффекта реагента.

Для улучшения действия депрессорных присадок требуется предварительная термообработка

нефти, подразумевающая нагрев до определенной температуры. Поскольку температурный режим оказывает значительное влияние на процесс кристаллизации парафинов, определение температуры для максимальной эффективности присадки является критически важным. В процессе работы было смоделировано добавление депрессорной присадки при температурах 40–90 °С с шагом в 10 °С с помощью регулятора. Установлено, что наибольшее снижение динамической вязкости и температуры застывания наблюдается при T = 50 °С. Следовательно, по технологическому режиму нагревание нефти будет происходить до 50 °С с добавлением реагента DEO с дозировкой 250 г/т и последующее ступенчатое охлаждение до температуры ее перекачки по трубопроводу.

Таким образом, комбинированный метод, сочетающий нагрев нефти, разбавление, с добавлением депрессорных присадок, является одним из наиболее эффективных и широко применяемых подходов к подготовке высоковязкой нефти к транспортировке. Такое сочетание позволяет эффективно бороться с высокой вязкостью и склонностью ВВН к парафинообразованию, обеспечивая ее транспортную готовность. ●

Литература

1. Тагиев Ш. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи: увеличение нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти и проблема их добычи / Ш. Тагиев // Мировая наука. – 2023. – № 6 (75). – С. 120–124. – EDN HVL YBQ.

2. Яценко И.Г. Трудноизвлекаемые нефти и анализ их свойств на основе классификации по качеству нефти / И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2016. – № 19. – С. 37–44. – EDN YHCNSF.

3. Туров Ю.П. Химия нефти, трудноизвлекаемые запасы и коэффициент извлечения нефти с позиции химика-аналитика / Ю.П. Туров // Северный регион: наука, образование, культура. – 2015. – № 2–2 (32). – С. 120–124. – EDN VCTZCF.

4. Мирошников Д.А. Перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти / Д.А. Мирошников // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы международной научно-практической конференции посвященной памяти Георгия Степановича Грязнова, Тюмень, 15 февраля 2024 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2024. – С. 248–250. – EDN QFHYZE.

5. Распоряжение от 12 апреля 2025 г. № 908-р.

6. Сайдахмедов Э.Э. О методологии принятия решений по совершенствованию технологии подготовки нефти на месторождении с трудноизвлекаемыми запасами / Э.Э. Сайдахмедов, Р. У. Шафиев // Academia. – 2022. – № 1 (72). – С. 10–12. – DOI 10.24411/2412-8236-2022-10102. – EDN UNZNQO.

7. Оптимизация процессов сбора и подготовки нефти на промыслах / М.Н.А. Аль-Тахери, А.А.Х. Аль-Тахери, С.С. Бен, Е.В. Карелина // Экономика строительства. – 2025. – № 5. – С. 304–309. – EDN UVXGCA.

KEYWORDS: high-viscosity oil, oil treatment, depressant additives, efficiency, pour point, dynamic viscosity, and laboratory tests.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ КАК МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ на месторождениях Восточной Сибири

Кобяшев Александр Вячеславович
главный менеджер,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»

Пятков Александр Александрович
главный специалист,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»,
к.ф.-м.н.

Загоровский Алексей Анатольевич
эксперт,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»,
Центр исследования керна

Иванов Евгений Николаевич
менеджер по оптимизации
добычи и заводнению,
ООО «Таас-Юрях
Нефтегазодобыча», к.т.н.

Шилов Дмитрий Сергеевич
начальник отдела,
ООО «Таас-Юрях
Нефтегазодобыча»

ОСНОВНОЙ ЗАДАЧЕЙ ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЯВЛЯЕТСЯ СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ И УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ. НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМИ ЯВЛЯЮТСЯ ЗАКАЧКА ПАРА ИЛИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ, ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ И ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ. ОГРАНИЧИВАЮЩИМ ФАКТОРОМ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ЗАТРАТ. НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАТУРНЫХ И ЧИСЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ АВТОРЫ СТАТЬИ ДАЮТ ОЦЕНКУ ПОТЕНЦИАЛА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ. ОПРЕДЕЛЕНО СООТНОШЕНИЕ ВКЛАДОВ В ВЕЛИЧИНУ ПРИРОСТА ДОБЫЧИ НЕФТИ ТАКИХ ФАКТОРОВ, КАК УВЕЛИЧЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ПРИРОСТ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ НА НАЧАЛЬНЫХ И ПОЗДНИХ ЭТАПАХ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕПЛОВОВО ВОЗДЕЙСТВИЯ. ВЫПОЛНЕНА ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА УВЕЛИЧЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООВО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОСРЕДСТВОМ ЗАКАЧКИ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ МЕТОДОМ ТЕПЛОВЫХ ОТОРОЧЕК

THE MAIN OBJECTIVE OF THERMAL EOR IS TO REDUCE OIL VISCOSITY AND INCREASE THE WATER DISPLACEMENT EFFICIENCY (ED). THE MOST COMMON THERMAL EOR METHODS ARE STEAM OR HOT WATER INJECTION, STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE AND IN-SITU COMBUSTION. THE LIMITING FACTOR FOR THE USE OF THERMAL EOR METHODS IS THE SIGNIFICANT COST OF HEATING AND EQUIPMENT. IN THIS PAPER, BASED ON THE RESULTS OF FULL-SCALE AND NUMERICAL EXPERIMENTS, THE POTENTIAL FOR INCREASED OIL RECOVERY FROM HOT WATER INJECTION IN ONE OF THE FIELDS IN EAST SIBERIA IS ASSESSED. THE RATIO OF CONTRIBUTIONS TO THE INCREASE IN OIL RECOVERY OF SUCH FACTORS AS AN INCREASE IN THE INJECTIVITIES OF INJECTION WELLS AND ED INCREASE AT THE INITIAL AND LATE STAGES OF THERMAL STIMULATION HAS BEEN DETERMINED. THE POTENTIAL FOR INCREASING THE SPECIFIC EFFICIENCY OF THERMAL STIMULATION BY INJECTING HOT WATER USING THE THERMAL SLUG METHOD HAS BEEN ASSESSED

Ключевые слова: тепловое воздействие, коэффициент увеличения нефтеотдачи, снижение вязкости нефти, прирост добычи, тепловое воздействие.

Термические методы увеличения нефтеотдачи (МУН) являются наиболее широко применяемыми в условиях терригенных коллекторов. Их доля в общем количестве проектов МУН

составляет более 50% [1]. Одним из разновидностей термических МУН является метод закачки горячей воды. В процессе нагнетания в пласт горячей воды повышение температуры

приводит к уменьшению вязкости нефти, изменению молекулярно-поверхностных сил, улучшению смачивающих свойств породы. Движение горячей воды в пласте сопровождается уменьшением

фильтрационных сопротивлений в прогретой зоне. При этом повышаются темпы закачки воды и темпы отбора нефти [2]. В литературе отмечаются случаи существенного увеличения приемистости нагнетательных скважин в процессе закачки горячей воды – до 200–400% [3]. Со временем прогреваются и включаются в разработку малопроницаемые участки, которые были обойдены или слабо промыты холодной водой.

Экономическая эффективность проектов по закачке горячей воды в первую очередь зависит от затрат на нагрев воды. С целью снижения энергоемкости технологии вместо непрерывной закачки горячей воды может быть использован метод тепловых оторочек. Суть этого метода заключается в закачке определенного количества горячей воды с последующим переходом на закачку воды при пластовой температуре. При этом в пласте создается перемещающаяся в направлении процесса вытеснения нефти нагретая область, получившая название тепловой оторочки [4]. Также одним из путей снижения затратной части является использование в качестве топлива для газовых котлов попутного нефтяного газа (ПНГ). Данный подход позволяет не только ускорить монетизацию ПНГ, но и снизить нагрузку с транспортной газовой системы.

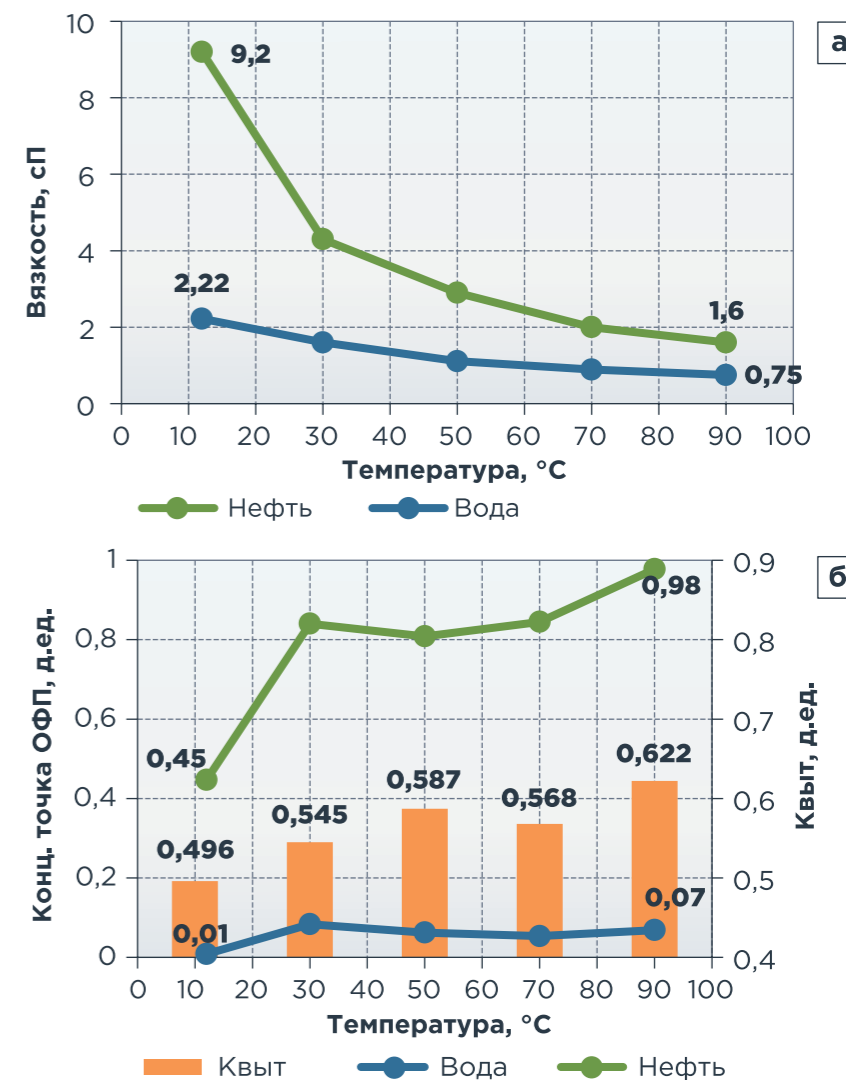
На одном из месторождений Восточной Сибири уровень добычи ПНГ позволяет обеспечить работу газовых котлов для реализации теплового воздействия. Коллектор рассматриваемого месторождения представлен полимиктовым песчаником проницаемостью 150–300 мД. Глубина залегания – 2400 м. Начальная пластовая температура – 12 °С. Вязкость нефти при пластовых условиях – 8–15 сП.

Целью работы является оценка перспектив закачки горячей воды в условиях одного из месторождений Восточной Сибири.

Для этого были решены следующие задачи:

- Экспериментально определена степень снижения вязкости нефти и воды при повышении их температуры с начальной пластовой +12 до +90 °С.

РИСУНОК 1. Результаты экспериментов по вытеснению нефти водой при различной температуре: а) – вязкость, б) – $K_{\text{выт}}$ и конечные точки ОФП по воде и нефти



- Выполнена экспериментальная оценка потенциала повышения $K_{\text{выт}}$ и роста проницаемости по воде и нефти в процессе вытеснения нефти горячей водой на керне.
- С использованием секторной модели пласта выполнена оценка эффективности закачки горячей воды.

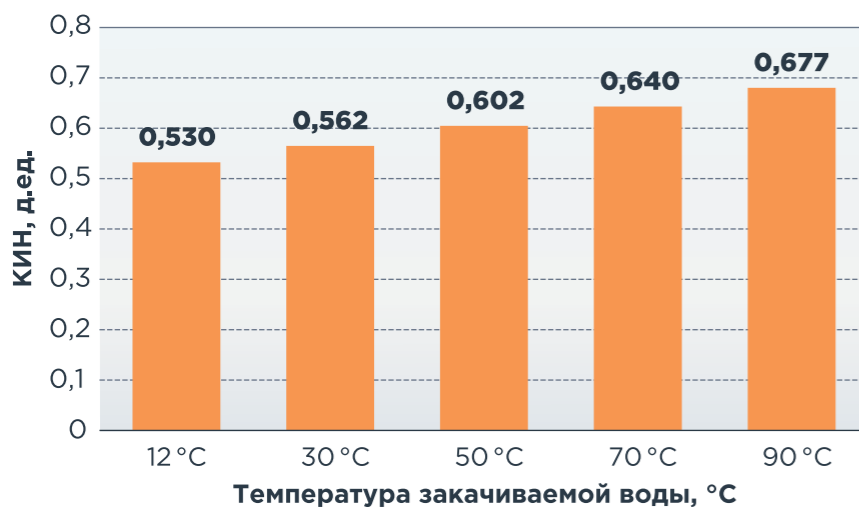
Эксперименты на керне

Эксперименты по вытеснению нефти водой при различных температурах были выполнены на керновых образцах со схожими фильтрационно-емкостными свойствами: средняя пористость – 0,16 д.ед., средняя проницаемость – 310 мД. Эксперименты выполнялись в изотермических и изобарических условиях: керновый образец приводился к определенным термобарическим условиям, после

чего выполнялось вытеснение нефти водой соответствующей температуры. Всего было проведено 5 опытов: один при начальной пластовой температуре +12 °С и по одному при температурах +30, +50, +70 и +90 °С. На рис. 1 представлены результаты экспериментов: на рис. 1а – зависимость вязкости нефти и воды от температуры, на рис. 1б – зависимости $K_{\text{выт}}$ и конечных точек ОФП по воде и нефти от температуры.

При нагреве нефти и воды до +90 °С их вязкость снижается в 6 и 3 раз соответственно. При этом рост конечных точек по нефти и воде составляет 2 и 7 раз соответственно. Таким образом, подвижность нагретых до +90 °С нефти и воды в условиях пласта увеличится в ~12 и ~22 раза соответственно. Столь существенный рост подвижности

РИСУНОК 2. Прогнозный КИН рассмотренных вариантов воздействия



нефти и воды создает предпосылки к увеличению темпов закачки при использовании в качестве агента ППД горячей воды по сравнению с холодной. Прирост коэффициента вытеснения составил 0,126 д.ед., или 25% относительно базового $K_{\text{выт}}$ на холодной воде.

Оценка технологической эффективности закачки горячей воды на секторной модели пласта

В качестве инструмента моделирования использовался коммерческий программный продукт tNavigator. Для создания секторной модели пласта использовалась модель black oil с температурной опцией.

Использование температурной опции подразумевает задание теплофизических параметров породы, воды и нефти, а также зависимостей вязкости нефти и воды от температуры. В модели также учтены эффекты прироста $K_{\text{выт}}$ (ключевое слово ENPTVT) и увеличения концевых точек ОФП по воде и нефти (ключевое слово ENKRVТ) от повышения температуры.

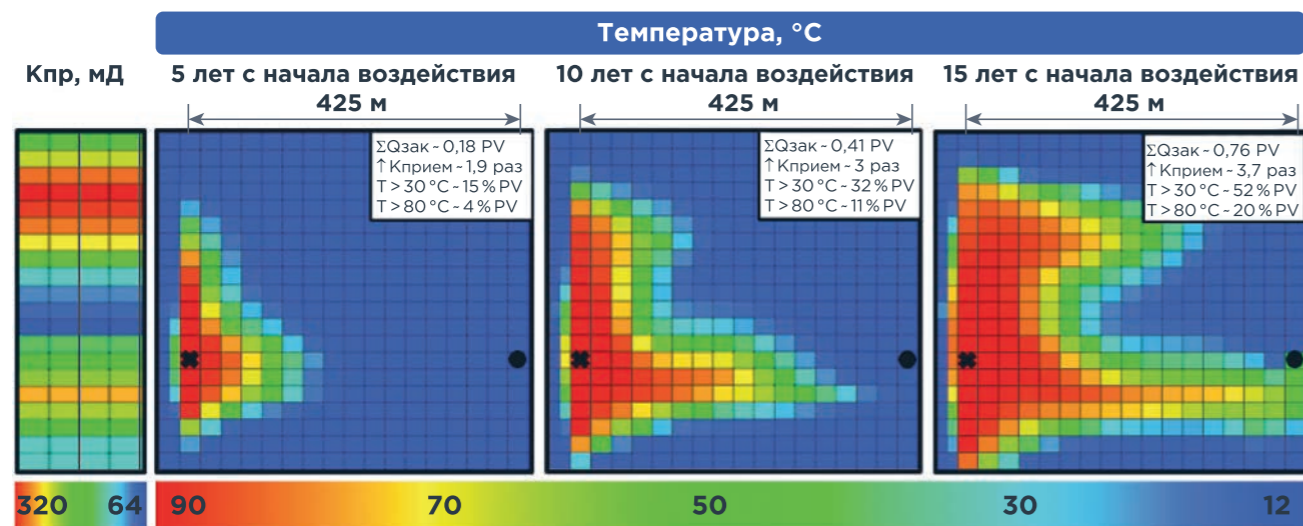
Секторная модель содержит 4 нагнетательные горизонтальные скважины и одну добывающую горизонтальную скважину. Параметры модели: геометрические размеры – 1050×850×16 м, размер блоков сетки – 25×25×1 м, пористость – 0,16 д.ед., средняя проницаемость – 200 мД, толщина нефтенасыщенного интервала – 16 м, длина ствола добывающей скважины – 800 м,

длина стволов нагнетательных скважин – 400 м, расстояние между скважинами – 425 м, режим работы добывающей скважины – забойное давление 10 МПа, режим работы нагнетательных скважин – забойное давление 25 МПа, период прогноза – 100 лет. Теплофизические параметры: теплоемкости нефти, воды и породы – 1700, 4200 и 835 Дж/кг/°C соответственно, теплопроводность породы – 3,2 Вт/м/°C.

Для определения максимального потенциала увеличения КИН от закачки горячей воды была выполнена серия расчетов с ограничением по суммарной приемистости нагнетательных скважин на уровне 800 м³/сут (ограничение обусловлено технологическими параметрами оборудования на предполагаемом участке ОПР). На рис. 2 представлен прогнозный КИН для вариантов закачки воды различной температуры: базовый вариант с температурой 12 °C и варианты с горячей водой – 30, 50, 70 и 90 °C.

Увеличение КИН для варианта закачки горячей воды (Т – 90 °C) составило 0,147 д.ед., или 27,7% относительно базового варианта заводнения (Т – 12 °C), что на 2,7% выше прироста $K_{\text{выт}}$ в керновом эксперименте. Данный результат объясняется повышенными темпами закачки горячей воды из-за снижения вязкости и увеличения проницаемости флюидов по сравнению с вариантом закачки холодной воды. На рис. 3 представлены значения $K_{\text{пр}}$ и температуры пласта в разрезе на моменты времени 5, 10 и 15 лет с начала воздействия.

РИСУНОК 3. Проницаемость и температура пласта в разрезе на моменты времени 5, 10 и 15 лет с начала воздействия



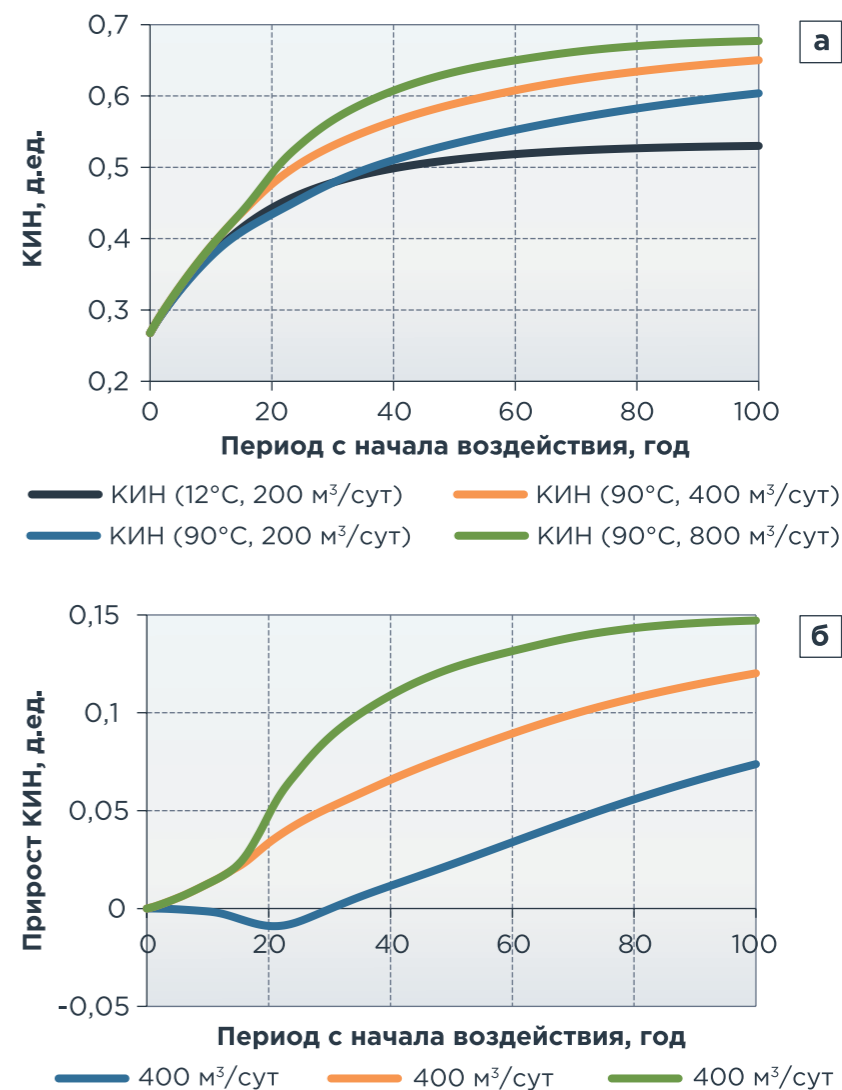
Знаком «*» обозначено место вскрытия пласта нагнетательной скважиной, знаком «●» – добывающей.

Из рис. 3 видно, что на 5-й год с начала воздействия доля пласта, прогретого до температуры выше 30 °C, составляет 15%, до температуры выше 80 °C – всего 4%. Коэффициент приемистости нагнетательных скважин при этом увеличивается в 1,9 раз по сравнению с базовым вариантом закачки холодной воды. Объем закачки горячей воды на 5-й год с начала воздействия составил 0,18 поровых объемов пласта. Аналогичные параметры для моментов времени 10 и 15 лет с начала воздействия можно видеть на рис. 3. Также из рис. 3 можно видеть характер распространения теплового фронта в разрезе пласта и оценить размер прогретой зоны вокруг нагнетательной скважины. Так, на 5-й год с начала воздействия размер зоны пласта с температурой выше 80 °C составляет около 50 м.

Для оценки влияния фактора увеличения приемистости нагнетательных скважин в процессе закачки горячей воды на величину эффекта прироста КИН были выполнены расчеты в варианте закачки горячей воды с температурой 90 °C с ограничениями по суммарной приемистости нагнетательных скважин на уровне 400 и 200 м³/сут. При ограничении суммарной приемистости на уровне 200 м³/сут темпы закачки холодной и горячей воды совпадают. На рис. 4 приведены динамики КИН и прироста КИН рассмотренных вариантов.

Из рис. 4а и 4б видно, что в случае равенства темпов закачки жидкости горячей и холодной воды эффект прироста КИН наступает только на 30 год с начала воздействия. Подвижность воды с ростом температуры увеличивается сильнее, чем подвижность нефти (см. рис. 1). Следствием данного обстоятельства является повышение обводненности и снижение дебита нефти на раннем этапе теплового воздействия – до момента прихода к добывающей скважине нефти, извлеченной за счет повышения $K_{\text{выт}}$ в прогретой зоне пласта. На рис. 4б можно видеть, что данный этап продолжается с 10-го до 30-го года с начала воздействия.

РИСУНОК 4. Динамика и прирост КИН рассмотренных вариантов воздействия

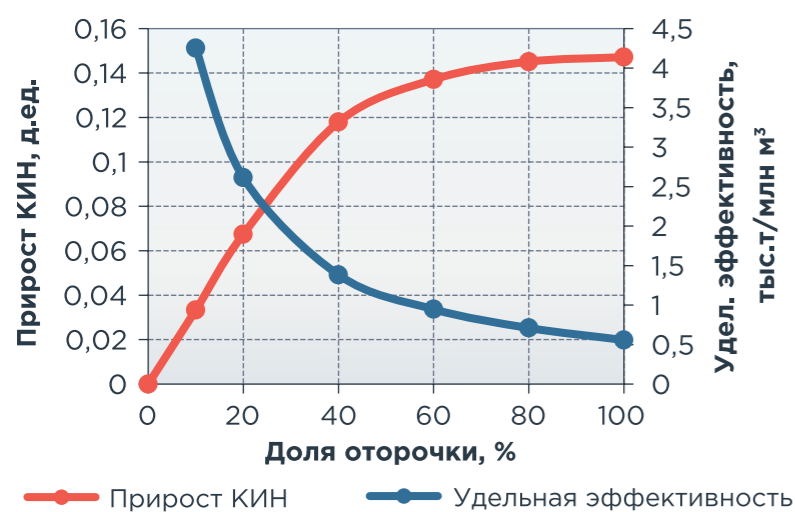
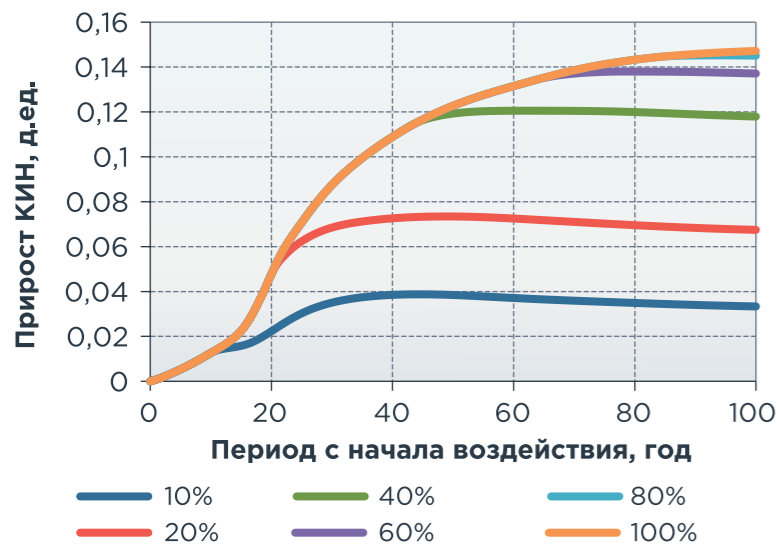


Только спустя 30-летний период наступает положительный эффект от теплового воздействия. В вариантах с ограничением приемистости нагнетательных скважин на уровне 400 и 800 м³/сут эффект дополнительной добычи нефти, напротив, наступает сразу с начала воздействия. Таким образом, увеличение темпов закачки воды в процессе теплового воздействия является ключевым фактором, обеспечивающим прирост добычи нефти на достаточно продолжительном периоде времени. Эффект от прироста $K_{\text{выт}}$ наступает значительно позднее.

Высокие темпы закачки горячей воды требуют существенные объемы природного газа для ее нагрева, что может привести к небольшим значениям удельной эффективности теплового воздействия и низкой экономической эффективности.

С целью уменьшения затратной части проекта на практике применяется метод тепловых оторочек, предполагающий закачку ограниченного объема горячей воды с последующим переходом на закачку холодной воды. Для оценки влияния объема тепловой оторочки на эффективность теплового воздействия была выполнена серия расчетов в варианте закачки горячей воды (Т – 90 °C) с ограничением по суммарной приемистости нагнетательных скважин на уровне 800 м³/сут. Доля оторочки в общем объеме закачки составила 10, 20, 40, 60, 80 и 100%. По окончании периода закачки горячей воды скважины переходили на закачку холодной воды. На рис. 5а представлена динамика прироста КИН относительного базового варианта расчета. На рис. 5б представлены зависимости прогнозного прироста КИН и удельной эффективности

РИСУНОК 5. Динамика показателей рассмотренных вариантов воздействия:
а) – прирост КИН, б) – удельная эффективность



от доли оторочки горячей воды. Удельная эффективность теплового воздействия представлена в виде отношения дополнительной добычи нефти, выраженной в тысячах тонн, к объему газа, необходимому для нагрева закачиваемой воды до целевой температуры, выраженному в миллионах м³.

Из рис. 5а и 5б видно, что 80 % эффекта дополнительной добычи нефти достигается в варианте воздействия с 40%-ной долей оторочки горячей воды. Удельная эффективность при этом составляет около 1,5 тыс. т/млн м³. Дальнейшее увеличение закачки горячей воды приводит к существенному снижению удельной эффективности (до 0,5 тыс. т/млн м³ для варианта закачки 100 лет) при незначительном увеличении дополнительной добычи нефти. Варианты

воздействия, предполагающие меньшую долю оторочки горячей воды, обладают высокой удельной эффективностью, однако обеспечивают только 30–50 % максимального эффекта прироста КИН. Таким образом, с точки зрения технологической эффективности, наиболее оптимальным является вариант воздействия с 40%-ной долей оторочки горячей воды. Окончательная оценка вариантов воздействия должна включать оценку экономической эффективности.

Выводы

На основании результатов натурных и численных экспериментов выполнена оценка потенциала увеличения нефтеотдачи от закачки горячей воды в условиях одного из месторождений Восточной

Сибири. Прирост $K_{\text{выт}}$ на керне от закачки горячей воды ($T = 90^\circ\text{C}$) составил 0,126 д.ед., или 25 % относительного базового $K_{\text{выт}}$ по холодной воде ($T = 12^\circ\text{C}$). Прирост прогнозного КИН на синтетической секторной модели пласта в варианте непрерывной закачки горячей воды составил 0,147 д.ед. или 27,7 % относительно базового варианта закачки холодной воды.

Увеличение темпов закачки воды в процессе теплового воздействия является ключевым фактором, обеспечивающим прирост добычи нефти на достаточно продолжительном периоде времени. Повышение темпов закачки воды обуславливается увеличением подвижностей нефти и воды в процессе роста пластовой температуры. По результатам натурных экспериментов при росте температуры кернового образца и флюидов с 12 до 90°C увеличение подвижностей нефти и воды составило 12 и 22 раз соответственно. Фактор прироста $K_{\text{выт}}$ от роста пластовой температуры сказывается на более поздних стадиях теплового воздействия.

Реализация закачки горячей методом тепловых оторочек обладает высоким потенциалом увеличения удельной эффективности теплового воздействия при сохранении достаточно высоких показателей дополнительной добычи нефти. Так, вариант воздействия с 40%-ной долей оторочки горячей воды позволяет получить 80 % эффекта дополнительной добычи нефти по сравнению с вариантом непрерывной закачки горячей воды. При этом значение удельной эффективности теплового воздействия возрастает с 0,5 до 1,5 тыс. т/млн м³. ●

Литература

1. Manrique E. et al EOR: Current Status and Opportunities. SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 24–28 Apr., 2010.
2. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. Изд. 3-е перераб. и доп. М.: Недра, 1982, 311 с.
3. Martin W.L. et al Results of a Tertiary Waterflood in a Thin Sand Reservoir. SPE, Texas, 1–4 Oct., 1967.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986, 332 с.

KEYWORDS: thermal effect, oil recovery factor, oil viscosity reduction, production increase, thermal effect.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕ ОСТАНОВЯТ РОССИЮ



С начала конфликта США и Европа верили, что санкции – лучший инструмент воздействия на Россию. Спустя почти четыре года конфликта и десятки пакетов санкций российская экономика все еще нормально функционирует. Безусловно, она столкнулась с трудностями из-за западных санкций, но Москва эффективно справилась с их последствиями для средних потребителей.



Между тем оборонная промышленность России перешла на военные рельсы. Москва наблюдала, как Вашингтон добивался политических успехов у традиционных партнеров России в Центральной Азии и на Кавказе. Россия также была вынуждена согласиться на неравные экономические сделки с Китаем, от которого она теперь зависит. К этому добавляются высокие экономические издержки в связи с санкциями. Учитывая столь высокую ставку, невозможно представить, что экономические соображения заставят Россию согласиться на меньшее, чем достижение целей, поставленных в 2022 году. Гораздо более вероятно, что, даже при ухудшении экономических перспектив, Москва внесет необходимые коррективы, чтобы выжить из российской экономики больше средств на военные нужды. Политики в США и Европе будут продолжать настаивать на введении новых пакетов санкций, обещая, что еще один раунд станет решающим и положит конец конфликту. Независимо от экономических последствий любых мер, эти шаги будут ошибочными.

«ГАЗПРОМ» ВОЗВРАЩАЕТСЯ К ПРОЕКТУ ПО ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДА В КНР, КОТОРЫЙ НЕ РАЗ ОТКЛАДЫВАЛИ



«Газпром» продолжает реализацию своих планов по строительству нового газопровода в Китай. В настоящее время ведется разработка дорогостоящей проектной документации. Газопровод «Сила Сибири-2» – это единственная возможность России отчасти компенсировать потери, понесенные в результате сокращения экспорта в Европу. В сентябре был подписан «меморандум о строительстве». После этого специалисты «Газпрома» приступили к работе над проектным заданием. Проведение подобных исследований может составлять до 5 % от общей стоимости всего проекта. Такие расходы вряд ли будут делаться при отсутствии твердой уверенности в том, что деньги будут расходоваться эффективно, а инвестиции надежны. Китайские официальные лица сдержанно комментировали проект этого трубопровода, даже несмотря на недавно подписанный меморандум.



И это заставляет некоторых наблюдателей сомневаться в реальном продвижении проекта. Однако даже если МГП «Сила Сибири-2» будет запущен, общий объем российского трубопроводного экспорта в Китай все равно составит лишь около половины объема поставок газа в Европу до 2022 года.

ПОЧЕМУ САУДОВСКАЯ АРАВИЯ НЕ СМОЖЕТ КОМПЕНСИРОВАТЬ ПОПАВШИЙ ПОД САНКЦИИ ЭКСПОРТ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ



Саудовская Аравия и ее союзники из стран Персидского залива наверняка уделят первоочередное внимание сотрудничеству с Россией в вопросах нефтедобычи в условиях американских санкций на фоне требований



к Эр-Рияду компенсировать потерю поставок, даже если это вызовет гнев у США. Восемь стран-членов ОПЕК+, добровольно сократившие добычу нефти, на встрече в ноябре договорились увеличить нефтедобычу на 137 000 барр. в день. Вместе с тем они решили поставить на паузу такое увеличение на первые три месяца 2026 года. Ее инициатором стал А. Новак, поскольку встреча состоялась после того, как США ввели санкции против «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа». Саудовская Аравия дала согласие, потому что в первом квартале спрос на нефть обычно снижается. Эта пауза даст Эр-Рияду больше времени для анализа воздействия американских санкций на добычу и экспорт российской нефти. Предвиденное перенасыщение рынка нефти в 2026 году, сопровождаемое низкими ценами, заставляет Саудовскую Аравию воздерживаться от увеличения собственного нефтяного экспорта, чтобы восполнить попавшие под санкции российские поставки. Нежелание Саудовской Аравии забрать потерянную Россией долю рынка за счет наращивания добычи может настроить против нее Соединенные Штаты. Но благодаря такой стратегии минимальный уровень цен на марку Brent останется в пределах 60 долларов за барр. ●

КОМБИНАЦИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

в малопроницаемых коллекторах на третьей стадии разработки месторождения

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ПОКАЗАНЫ ПРИЧИНЫ ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПЕРЕД СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКОЙ. РАССМАТРИВАЕТСЯ ПОДХОД, ОСНОВАННЫЙ НА КОМБИНИРОВАНИИ НЕСКОЛЬКИХ МЕТОДОВ, ВКЛЮЧАЯ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ И ПОЛИМЕРНО-ЩЕЛОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫПОЛНЕНО НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ, ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ПРЕДЛОЖЕННАЯ СХЕМА КОМБИНИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОЗВОЛЯЕТ СТАБИЛИЗИРОВАТЬ ДОБЫЧУ, СНИЗИТЬ ОБВОДНЕННОСТЬ И УВЕЛИЧИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

THIS ARTICLE EXAMINES MODERN METHODS OF OIL PRODUCTION ENHANCEMENT. THE POSITIVE IMPACT OF ELECTRICAL FRACTURING BEFORE HYDROCHLORIC ACID TREATMENT IS DEMONSTRATED. AN APPROACH BASED ON COMBINING SEVERAL METHODS, INCLUDING HYDRAULIC FRACTURING, ACIDIZING, AND POLYMER-ALKALINE TECHNOLOGIES, IS DISCUSSED. THE STUDY IS BASED ON AN ANALYSIS OF FIELD DATA, LABORATORY TESTING, AND NUMERICAL MODELING. THE PROPOSED COMBINED APPROACH ALLOWS FOR STABILIZING PRODUCTION, REDUCING WATER CUT, AND INCREASING OIL RECOVERY AT MATURE FIELDS

Ключевые слова: комбинированный способ интенсификации добычи нефти, электрический разрыв пласта, соляно-кислотная обработка, низкопроницаемые пласты, третья стадия разработки месторождения, остаточная нефть.

**Бандах Хасан Херби
Хасан Еззи**
аспирант

**Хавкин
Александр Яковлевич**
старший научный сотрудник,
профессор кафедры РЭНГМ,
д.т.н.

Российский университет
дружбы народов имени
Патрисы Лумумбы

Средний коэффициент извлечения нефти в мире составляет 0,3–0,35%. Увеличение этого коэффициента – одна из основных задач современного мира. Основным подходом к этой задаче является интенсификация добычи зоны в призабойной зоне пласта: увеличение пористости и проницаемости, увеличение количества и качества трещин в коллекторах. Основными способами являются разрыв пласта и соляно-кислотная обработка.

В данный момент существует огромное количество способов. Их комбинирование

способствует увеличению проницаемости коллектора в разы. Представленный способ включает в себя проведение электрического разрыва пласта с использованием искровых разрядников и последующей кислотной обработкой.

Сущность электрического разрыва пласта заключается в следующем. Генерируется электрическая дуга между двумя электродами в текучей среде, ограниченной пакерами с двух сторон, которая находится в скважине, при этом электрическая дуга индуцирует волну давления, время нарастания которой 10 мкс.

Пласт, через который проходит эта волна, претерпевает действие давления и растрескивается во всех направлениях вокруг от электрической дуги. Это позволяет добиться более пространственного повреждения пласта в отличие от гидроразрыва пласта. При таком разрыве пласта увеличивается эффективная пористость за счет включения в нее объема остаточных флюидов, и проницаемость увеличивается в 10–1000 раз. При радиусе воздействия на пласт в среднем от 20 до 50 м. Помимо вестороннего растрескивания пласта, этот способ не требует закачки в пласт пропанта для предотвращения закрытия трещин, что сокращает расходование воды и энергии [1]. После проведения электрического разрыва пласта и по доведении плохопроницаемой или слабо проницаемой до 0,01 мкм² призабойной зоны пласта до среднепроницаемой больше 0,01 мкм² к пласту применяется соляно-кислотная обработка. Проведение соляно-кислотной обработки после растрескивания коллектора в радиусе 20–50 м будет способствовать усилению ее проникания в коллектор, т.к. кислота будет проникать вглубь породы по сформировавшимся трещинам.

В ходе ее проведения планируется более усиленное раскрытие пор с остаточными флюидами, увеличение проницаемости, а также увеличение коэффициента извлечения нефти из призабойной зоны. Проведение данного комбинированного метода интенсификации добычи нефти в скважинах, особенно горизонтальных, находящихся на третьей стадии эксплуатации месторождения, также способствует увеличению проницаемости, и, как следствие, увеличению извлечения остаточной нефти, которую невозможно добыть методом заводнения. Увеличение проницаемости уменьшит капиллярные силы, поэтому возможна добыча остаточной нефти, при этом увеличится коэффициент вытеснения. Представленный способ позволяет увеличить проницаемость призабойной зоны пласта в радиусе 20–50 м, открыть поры с остаточными флюидами и, как следствие, увеличить дебит нефти. В скважинах, находящихся на третьей стадии эксплуатации, также

помогает извлечь остаточную нефть в ранее закрытых порах, а также увеличить проницаемость, снизить капиллярные силы и увеличить коэффициент вытеснения нефти водой.

Объект исследования

Объектом исследования является участок промышленно эксплуатируемого нефтяного месторождения, расположенного в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Исследуемый пласт характеризуется следующими геолого-физическими параметрами:

- Глубина залегания: 2400–2800 м;
- Тип коллектора: терригенные отложения – мелкозернистые песчаники с наличием глинистых прослоев;
- Проницаемость: от 5 до 25 миллидарси (мД), что соответствует классу малопроницаемых коллекторов;
- Эффективная нефтенасыщенность: в пределах 35–45 %;
- Фильтрационно-емкостные свойства: пористость 0,13–0,18; коэффициент остаточной водонасыщенности 0,32–0,38;
- Стадия разработки: поздняя (третья), с высокими темпами обводнения (более 60 %) и падением пластового давления;
- Коэффициент извлечения нефти (КИН) по первоначальному проекту – 32–34 %.

Методы интенсификации и технология работ

Гидроразрыв пласта (ГРП)

ГРП применялся в горизонтальных и наклонно направленных скважинах для восстановления фильтрационной способности и создания дополнительных каналов притока:

- Использовались пропанты повышенной проводимости, устойчивые к деформации при высоких давлениях (керамические и смолистые);
- Применялась многостадийная технология ГРП с разобщением перфорационных интервалов при помощи ПВД (перекрывателей водоносных зон) и пакеров;

- Состав жидкости разрыва включал модифицированные гели на основе гуаровой камеди с добавками ПАВ для минимизации образования осадков.

Кислотное воздействие (КОВО)

КОВО использовалось как предварительный этап перед ГРП или как самостоятельный метод воздействия:

- Применялись эмульгированные и гелеобразные кислоты (например, эмульсии HCl и HF), обеспечивающие замедленное взаимодействие с породой;
- Проводилась предварительная обработка ингибиторами коррозии и добавками, ослабляющими глинистую структуру породы, предотвращающими набухание.

Цель КОВО – снятие кольматирующего слоя, улучшение проходимости кислотных растворов в низкопроницаемые зоны и увеличение охвата продуктивного интервала.

Полимерно-щелочные технологии (ПЩТ)

Для восстановления селективности притока и выравнивания профиля закачки использовалась ПЩТ:

- Закачивалась смесь полиакриламида (ПАА), щелочи (NaOH) и поверхностно-активных веществ (ПАВ), образующих микрокапли и снижающих межфазное натяжение;
- Для борьбы с обводненностью применялись ПВО (профилирующие водоизоляционные составы), увеличивающие сопротивление притоку воды в высокопроницаемых зонах.

Особенностью применения ПЩТ является постэффект, проявляющийся через 1–3 месяца, но обеспечивающий устойчивое снижение обводненности и стабилизацию дебита нефти.

Моделирование и аналитические методы

Гидродинамическое моделирование

- Использовался программный комплекс CMG-STARs, предназначенный для

- термохимического и многофазного моделирования пластовых процессов;
- Построены локальные и секторные модели, учитывающие реальную фильтрационно-емкостную неоднородность коллектора, наличие тектонических нарушений и вариации в обводненности;
- Смоделированы сценарии индивидуального и комбинированного применения ГРП, КОВО и ПЩТ для оценки эффективности каждого метода в изоляции и в сочетании.

Полевые измерения и интерпретация данных

- Выполнен анализ ГДИС (гидродинамических исследований скважин): определены параметры skip-фактора, радиуса дренажа, продуктивности и водопритока;
- Сопоставлены параметры дебита, обводненности, давления до и после мероприятий;
- Использована канализация потоков, рассчитанная на основе каротажа и лабораторных данных.

Оценка эффективности

Для количественного анализа эффективности применения методов интенсификации были рассчитаны следующие показатели:

- Изменение дебита нефти (м³/сут);
- Динамика обводненности (%);
- Коэффициент извлечения нефти (КИН) по локальному участку;
- Прирост извлекаемых запасов;
- Срок возврата инвестиций (окупаемость) по затратам на обработку скважин.

Также применялся комплексный технико-экономический показатель: «прирост добычи на 1 млн рублей затрат».

Результаты

Полевые испытания комбинированного воздействия были проведены на восьми эксплуатационных скважинах, расположенных в пределах одного лицензионного участка с однородными геолого-физическими характеристиками.

Основная цель заключалась в оценке эффективности поэтапного применения различных методов интенсификации: кислотной обработки, гидроразрыва пласта (ГРП) и профилирования закачки с использованием полимерно-щелочной системы.

Изменение дебита нефти

По результатам мониторинга дебита нефти в течение 9 месяцев после воздействия было зафиксировано устойчивое увеличение производительности. Величина прироста варьировалась от 4,2 до 7,5 м³/сут, что связано с начальным состоянием скважин (проницаемость, насыщенность, обводненность) и типом примененного воздействия. Наибольший прирост дебита наблюдался в тех скважинах, где применялась комбинированная технология с предварительной кислотной обработкой. Это подтверждает, что предварительное удаление кольматации и карбонатных отложений повышает эффективность последующего ГРП и улучшает проницаемость призабойной зоны.

Динамика обводненности продукции

После внедрения технологии обводненность продукции уменьшилась в среднем на 12–18 % в течение первых 3–5 месяцев. Это обусловлено изменением направлений фильтрационных потоков и улучшением селективности вскрытия продуктивных интервалов. Более выраженное снижение обводненности отмечено при использовании полимерно-щелочной системы, способной временно блокировать водоносные зоны и перераспределять потоки в сторону нефтенасыщенных интервалов.

Продолжительность эффекта

Для скважин, в которых перед ГРП применялась кислотная обработка, эффект оказался не только более выраженным, но и более длительным – до 9 месяцев стабильного прироста дебита без необходимости повторного вмешательства. Это указывает на значительное улучшение состояния

призабойной зоны и формирование устойчивых каналов фильтрации.

Отложенный эффект ПЩТ

Применение полимерно-щелочной технологии (ПЩТ) дало характерный отложенный эффект. В течение первых месяцев значительного прироста дебита не наблюдалось. Однако начиная с 4–6 месяца был зафиксирован рост на 20–25 %, что объясняется временем, необходимым для химической модификации пласта и перераспределения потоков. Полученные данные подтверждают, что ПЩТ работает как механизм стабилизации и долговременной изоляции водопритока.

Повышение коэффициента извлечения нефти (КИН)

На основании балансового анализа и расчетов прироста извлекаемых запасов установлено, что КИН увеличился на 4,3–5,6 процентных пункта. Это значительное улучшение, особенно на зрелых месторождениях с высокой обводненностью и сниженной продуктивностью. Прирост обусловлен как физическим расширением дренируемой зоны после ГРП, так и улучшением вымывания остаточной нефти за счет ПЩТ.

Экономическая эффективность

Совокупный экономический эффект от внедрения технологии составил свыше 15 млн рублей на 100 тыс. м³ дополнительно извлеченной нефти. Оценка включала снижение затрат на обслуживание высокообводненных скважин, уменьшение потребности в повторных ГРП и прирост товарной продукции.

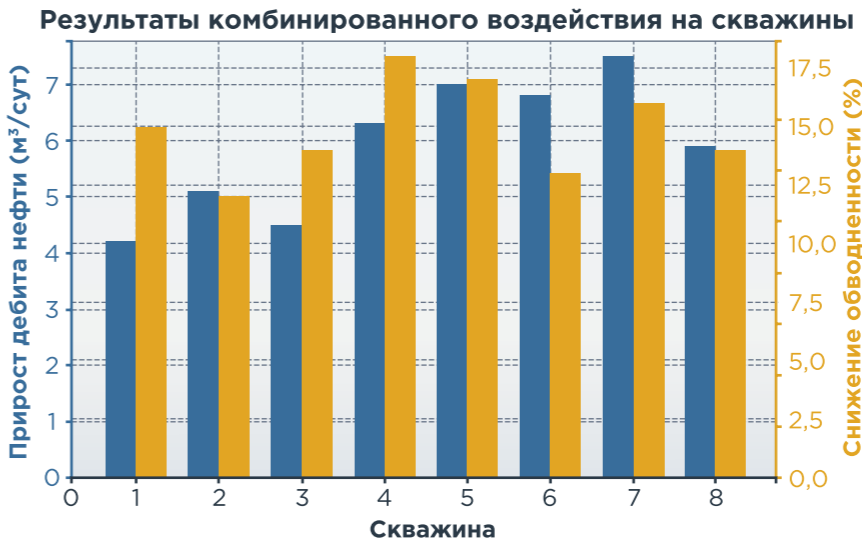
Синергетический эффект и поэтапный подход

Особо важно отметить, что именно комбинированное применение методов (в отличие от одиночных обработок) позволило достичь синергетического эффекта.

Поэтапная технология:

Кислотная обработка → ГРП → Профилирование закачки с ПЩТ – показала себя как наиболее перспективный и универсальный

РИСУНОК 1. Изменение дебита нефти и обводненности продукции по скважинам до и после комбинированной обработки



подход, сочетающий немедленное повышение дебита с длительным эффектом перераспределения потоков и стабилизации скважинной продукции.

Прирост дебита нефти (м³/сут)

До обработки:

- Средний дебит скважин составлял от 3,5 до 5,0 м³/сут, при этом ряд скважин показывал стабильно низкую продуктивность из-за кольматации и водообводненности.
- Наблюдалась неустойчивая динамика добычи и низкий коэффициент использования пласта.

После обработки:

- Дебит увеличился в среднем на 4,2–7,5 м³/сут.
- Наиболее значительное улучшение отмечено на скважинах 5, 6 и 7, где применялась поэтапная технология (кислотная обработка + ГРП + ПЩТ).
- Рост производительности свидетельствует о расширении дренируемой зоны и снижении гидродинамического сопротивления.

Снижение обводненности (%)

До обработки:

- Средняя обводненность скважин достигала 60–70 %, а в некоторых случаях превышала 75 %.

- Высокий уровень воды в продукции снижал товарную нефтеотдачу и увеличивал затраты на утилизацию попутной воды.

После обработки:

- Обводненность снизилась на 12–18 % в течение первых 3–5 месяцев.
- На скважинах с применением ПЩТ (особенно 3, 4, 6) эффект оказался более выраженным, что связано с изоляцией водоносных интервалов и перераспределением потоков в сторону нефтенасыщенных зон.
- Это улучшило состав продукции и повысило эффективность эксплуатации оборудования.

Заключение

Комбинированный подход доказал свою высокую эффективность, обеспечив прирост дебита нефти на уровне 4,2–7,5 м³/сут в зависимости от конфигурации воздействия и начальных условий эксплуатации скважин.

Обводненность продукции снизилась на 12–18 % в течение 3–5 месяцев после обработки, что улучшило качество продукции и снизило затраты на водоотделение и утилизацию.

Предварительная кислотная обработка перед ГРП усиливает и продлевает эффект, обеспечивая стабильный прирост добычи в течение до 9 месяцев благодаря улучшению проницаемости призабойной зоны.

Полимерно-щелочная технология (ПЩТ) обеспечивает отложенный, но устойчивый эффект, проявляющийся через 4–6 месяцев после закачки, с приростом дебита на 20–25 %, что особенно важно для долгосрочной стабилизации добычи.

Прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) на участке составил 4,3–5,6 п.п., что подтверждает улучшение охвата продуктивного пласта и увеличение извлекаемых запасов.

Экономическая эффективность комбинированной технологии превышает 15 млн рублей на каждые 100 тыс. м³ извлеченной нефти, что делает метод целесообразным для тиражирования на других зрелых месторождениях. ●

Литература

- А.Я. Третьяк и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов: учебное пособие. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2010. – 227 с.
- А.Я. Третьяк, В.Ф. Чихоткин, Ю.М. Рыбальченко. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2010. – 270 с.
- Боксерман А.А. Повышение нефтеотдачи – важная составляющая производственной программы ОАО «Зарубежнефть» // Нефтяное хозяйство – № 8. 2007 г.
- В.В. Попов, И.А. Богуш, А.Я. Третьяк, О.В. Савенков, А.В. Лаврентьев. Поиск, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебник. – ЮРГПУ (НПИ) и КубГТУ, 2015. – 343 с.
- Гарушев А.Р., Гарушев Э.А., Коновалов А.Е. К проблеме разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 3. – С. 4–10.
- Деламаид Э. Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промышленные исследования. Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 166–175.
- Коротенко В.А., Крякин А.Б., Грачев С.И., Хайруллин А.М. Ат., Хайруллин А.З. Ат. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013, с.159. Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
- Корчагин М.С. Применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки / М.С. Корчагин, Е.И. Инякина. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2020. – № 15 (305). – С. 28–30. – URL: <https://moluch.ru/archive/305/68790/> (дата обращения: 17.05.2025).

KEYWORDS: combined method of oil production intensification, electric fracturing, hydrochloric acid treatment, low-permeability formations, third stage of field development, residual oil.

БОРЬБА С АСПО

на поверхности внутрискважинного оборудования

ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НАБЛЮДАЮТСЯ ПРОЦЕССЫ, КОТОРЫЕ ВЕДУТ К СНИЖЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И ОБРАЗОВАНИЮ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ НЕРАСТВОРИМЫХ СОЕДИНЕНИЙ. К ТАКОВЫМ ОТНОСЯТСЯ УМЕНЬШЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТЕМПЕРАТУРЫ В ПЛАСТЕ И В СТОЛЕ СКВАЖИНЫ, НАЛИЧИЕ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ, ИЗМЕНЕНИЕ СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ И ОТДЕЛЬНЫХ ЕЕ КОМПОНЕНТОВ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ, ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ СПУСКАЕМЫХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, А ТАКЖЕ ВЫПАДЕНИЕ АСПО, ВЕДУЩЕЕ К СНИЖЕНИЮ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ. АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ И ИХ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ЗАВИСЯТ ОТ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ, ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕБУЕТСЯ ПРОВЕДЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ КАК ПРЕДУПРЕДИТЬ, ТАК И УДАЛИТЬ ОБРАЗОВАВШИЕСЯ ТРУДНОРАСТВОРИМЫЕ СОЕДИНЕНИЯ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСПО НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ РИФЕЙСКОГО ВОЗРАСТА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

AS IS KNOWN, DURING LONG-TERM OPERATION OF OIL AND GAS WELLS, PROCESSES ARE OBSERVED THAT STEADILY LEAD TO A DECREASE IN THE FIELD DEVELOPMENT INDICATORS AND THE FORMATION OF INSOLUBLE COMPOUNDS IN THE BOTTOMHOLE ZONE. THESE INCLUDE A DECREASE IN THE TEMPERATURE IN THE FORMATION AND IN THE WELLBORE, THE PRESENCE OF HIGH WATER CUT IN THE PRODUCT, A CHANGE IN THE VELOCITY OF THE GAS-LIQUID MIXTURE AND ITS INDIVIDUAL COMPONENTS IN THE PRODUCTIVE FORMATION, THE TECHNICAL CONDITION OF THE LOWERED PUMP-COMPRESSOR PIPES AND DOWNHOLE EQUIPMENT, AS WELL AS THE PRECIPITATION OF ASPD, LEADING TO A DECREASE IN HYDROCARBON PRODUCTION. ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS AND THEIR CHEMICAL COMPOSITION DEPEND ON THE PROPERTIES OF FLUIDS, GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL PROPERTIES OF THE EXPLOITED DEPOSITS AND THE METHODS OF FIELD DEVELOPMENT. TO PREVENT THEIR FORMATION, IT IS NECESSARY TO CARRY OUT SPECIAL METHODS THAT ALLOW BOTH TO PREVENT AND REMOVE THE FORMED POORLY SOLUBLE COMPOUNDS. THE PRESENTED WORK EXAMINES THE POSSIBILITIES AND METHODS OF COMBATING THE FORMATION OF ASPD, USING THE EXAMPLE OF A RIPHEAN CARBONATE DEPOSIT OF THE YURUBCHENO-TOKHOMSKOYE FIELD

Ключевые слова: трещиноватость, рифей, АСПО, карбонатный коллектор, химические растворители, НКТ.

**Степанов
Руслан Илдарович**

кафедра разработки и
эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Сибирский федеральный
университет,
аспирант

АСПО (асфальтосмолистопарафиновые отложения) наблюдаются практически на всех месторождениях России, в частности на месторождениях Красноярского края. Их химический состав напрямую зависит от свойств добываемой скважинной продукции, гидродинамических условий залегания продуктивного пласта, его геолого-геофизических свойств [1]. Основным негативным фактором, который способствует образованию АСПО, является снижение потенциала добывающего и нагнетательного фонда скважин [2]. АСПО обладают различным химическим составом в зависимости от содержания парафинов, смол, асфальтенов [3]. Физико-

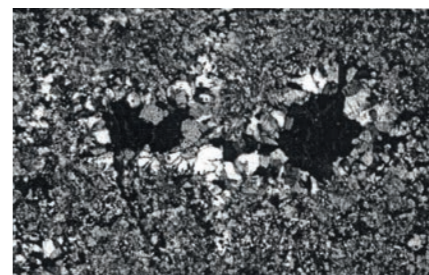
химическая характеристика АСПО определяется многими показателями, среди которых фракционный и химический состав парафинов, а также условия выпадения органических соединений [4]. По своей цветовой гамме АСПО представляют собой черную или темно-коричневую мазеобразную массу, с наличием высокой вязкости, при росте величины температуры которой значение несколько снижается [5]. В своем составе АСПО включают в себя парафины, масла, смолы, асфальтены и местами наличие неорганических соединений.

АСПО образуются по причине молекулярной диффузии, броуновской диффузии и сдвиговой дисперсии

и представляет собой совокупность процессов, способствующих накоплению твердой фазы на поверхности промыслового и внутрискважинного оборудования, в процессе добычи и закачки нефти [6]. Также к причинам образования относится наличие в сырой нефти парафиновых веществ, резкое снижение величин пластового и забойного давления и интенсивный рост обводненности продукции [7]. Низкие величины дебита и коэффициента продуктивности, при которых наблюдается понижение температуры жидкости и малые скорости ее подъема на поверхность, препятствуют срыву выпавших АСПО на внутренней поверхности НКТ. Месторождения, характеризующиеся легкими нефтями, чаще всего выкипают примерно до температуры 300 °С. Это приводит к быстрому накоплению АСПО по сравнению с нефтями, обладающими высокой и повышенной вязкостью. Поскольку при одинаковых температурных условиях растворяющая способность нефтей выше, чем у тяжелых нефтей, что ведет к понижению кристаллизации парафиновой массы [8]. На образование АСПО и интенсивное парафиновыделение влияют такие факторы, как интенсивное газовыделение, уменьшение температуры в пласте, и по стволу скважины, изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов, соотношения объемов фаз. Исследователи выделяют два условия образования парафинов, среди которых:

- Забойное давление больше давления насыщения. В стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объем газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к выделению из нее парафина.
- Забойное давление меньше давления насыщения. При этом условии нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от ее забоя. Парафинообразование усиливается при снижении

РИСУНОК 1. Доломитовый резервуар продуктивного рифея. Стенки каверн инкрустированы вторичными крупными кристаллами доломита



забойного давления и температуры до критических значений [9].

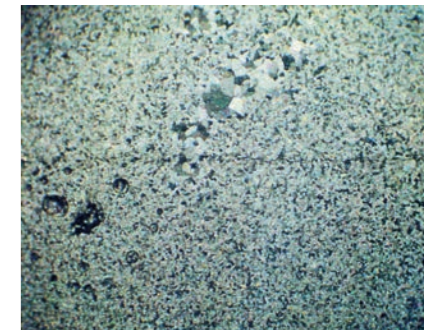
Интенсивные процессы образования АСПО ведут к преждевременному отказу внутрискважинного оборудования, его интенсивной химической коррозии, сокращению межремонтного периода скважины, потери дебита добывающих скважин, образованию в призабойной зоне нерастворимых соединений и т.д. [10]. Так, скорость кристаллизации отложений на стенках трубопроводов и спущенных насосно-компрессорных труб оценивается с помощью известного выражения уравнением диффузии Фика [11]:

$$\frac{dG}{dt} = D_m * A \frac{dc}{dy}, \quad (1)$$

где: D_m – коэффициент молекулярной диффузии, G – общий объем отложений, $\frac{dc}{dy}$ – производная от объемной доли растворенных в нефти частиц парафина, по расстоянию от стенки трубы, A – площадь поперечного сечения трубы.

Исследуемое в статье Юрубчено-Тохомское месторождение обладает коллектором сложного строения, с наличием естественной трещиноватости и кавернзности. Пустотное пространство карбонатного коллектора отличается сложным строением, с наличием пустот различного генезиса, размера и морфологии. Имеется вторичная пустотность, которая характерна для карбонатного коллектора рифея [12]. Матрица резервуара непроницаемая и обладает включенными в свой состав отдельными трещинами и кавернами. Кавернзность развита с различной степенью ее интенсивности, а сами

РИСУНОК 2. Доломит хемогенный с наличием каверн выщелачивания



каверны обладают различной формой от овальной и вплоть до щелевидных. Микронеоднородности продуктивного рифейского резервуара показаны на шлифах доломитового резервуара.

Литологический состав продуктивного резервуара рифея представлен карбонатными породами, а именно серыми, темно и зеленовато-серыми, неравномерно алевритистыми глинистыми доломитами. В составе имеются следы известняков пестроцветных, красновато-коричневых, неравномерно глинистых. Доломиты строматолитовые, неравномерно пронизанные микропрослойками, прожилками и гнездами, мелкими включениями светло-белого, белого, прозрачного, полупрозрачного, вторичного крупнокристаллического кремния и ангидрита [13]. Верхние толщии рифея представлены серыми и светло-серыми органогенными строматолитовыми, онколитовыми, комковатыми и органогенно-обломочными, редко – скрытозернистыми доломитами. Шлифы по рифейскому коллектору показаны на рисунках 1 и 2.

В тектоническом плане месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяются два структурных этажа: кристаллический фундамент и осадочный чехол. Сам осадочный чехол делится на два структурных яруса: рифейский и венд-девонский, которые разделены угловым несогласием. Месторождение находится в разработке с 2017 года. Разработка ведется скважинами с горизонтальным окончанием стволов, преимущественно одно- и многозабойными скважинами. Показатели разработки рифейской залежи приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Параметры добычи рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения

Параметр	Значение
Добыча нефти, тыс. т	4855
Добыча жидкости, тыс. т	10 566
Закачка воды, тыс. т	5258
Закачка газа, млн м³	2151
Добыча конденсата, тыс. т	202
Добыча растворенного газа, млн м³	942
Добыча газа газовых шапок, млн м³	1960

Механизмы борьбы с образованием АСПО

Существуют различные методики борьбы с АСПО, более подробно они приведены на схеме, указанной на рисунке 3. Существуют разного рода способы борьбы с образованием АСПО в скважинах продуктивных пластов как в скважинном, так и в нефтепромысловом оборудовании. К наиболее применяемым относятся механические, а именно депарафинизация, что включает в себя применение скребков [14]. Для предотвращения наносятся защитные покрытия, которые применяются и широко используют в своем составе полярные материалы, с величиной диэлектрической проницаемости примерно равной 5–8 д.ед. Для защиты спущенного внутрискважинного оборудования, обсадных и эксплуатационных колонн, корпуса и составляющих электроцентробежных насосов (УЭЦН) и поверхности НКТ применяются бакелитовые лаки, эпоксидные смолы, бакелитово-эпоксидные композиции, стекло или стекломали, полиэтилены [15]. Вышеперечисленные методики обладают высокой адгезией к стали и низкой сцепляемостью к образующим парафинам. Химически активные вещества применяются чаще всего в составе ионогенных и неионогенных активных веществ.

Для карбонатного коллектора ингибиторы не должны оказывать влияние на качество нефти, нефтепродуктов и процессов нефтепереработки [16]. Анионоактивные вещества при растворении в воде диссоциируют на положительно заряженные

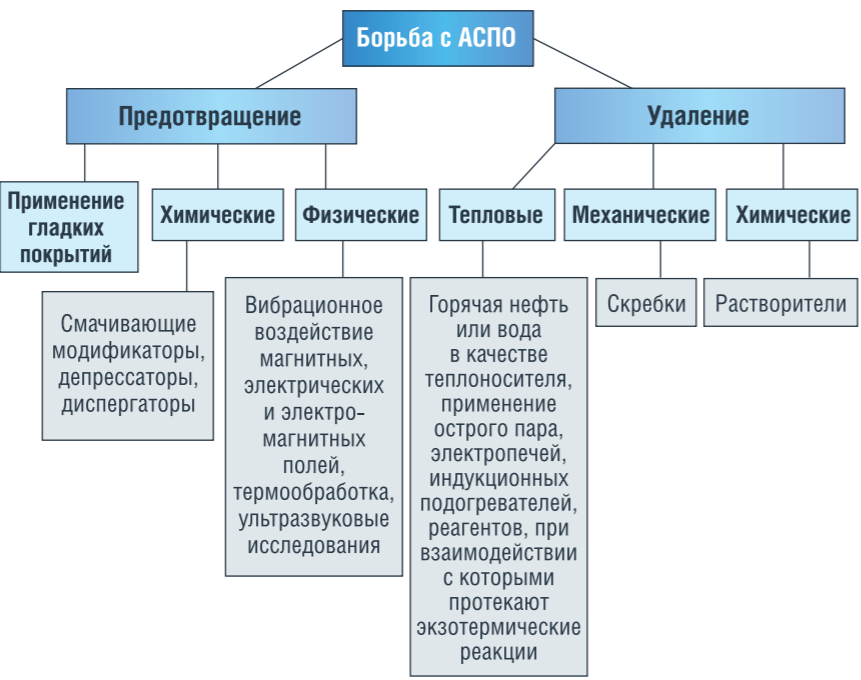
катионы и отрицательно заряженные анионы. При использовании ПАВ (поверхностно-активные вещества) в качестве средств препятствия коррозии внутрискважинного оборудования применяются ингибиторы коррозии, которые замедляют процессы парафинизации. Для своевременного предупреждения негативного воздействия АСПО на внутрискважинное оборудование применяются депрессаторы. Они представляют собой химические соединения, которые понижают температуру застывания парафинистых и высокопарафинистых нефтепродуктов. Воздействие магнитного поля является также одним из средств предупреждения образования АСПО и труднорастворимых соединений, что препятствует снижению негативного воздействия на техническое состояние призабойной зоны пластов. Методы переменного магнитного поля способствуют полному прекращению и уменьшению образования отложений и парафинов. Магнитный метод чаще всего проводится с использованием активатора, поскольку пластовая жидкость после своего попадания на прием УЭЦН пропускается через засор магнитного контура, где не изменяется ее химический состав, но проявляются ее химические свойства. В аппарате возникаемого магнитного поля происходит

интенсивное разрушение центров интенсивной кристаллизации, что препятствует процессам образования АСПО на корпусе УЭЦН и в спускаемых НКТ [17].

К физическим методам борьбы следует отнести применение высокочастотного электромагнитного поля и ультразвуковых преобразователей. Удаление осуществляется высокочастотным электромагнитным полем при разогреве материала трубы, применением переменного магнитного поля, создаваемого током промышленной частоты. Ультразвуковой преобразователь устанавливается в зоне наибольшей толщины отложений, определяется частота радиально и радиально-изгибных мод колебаний НКТ или СБТ заполненных нефтью и отложениями и происходит возбуждение резонансных колебаний на возникаемых частотах.

Тепловые методы находят широкое применение, а именно методы борьбы с парафинообразованием, закачкой горячей нефти или же газового конденсата, перегретого водяного пара или паровоздушной смеси, применение электропрогрева труб, как наиболее универсальная технология. В качестве промывочной жидкости может применяться нефть, но в случае с высокой обводненностью добываемой продукции.

РИСУНОК 3. Основные механизмы борьбы с возникновением АСПО (составлено автором)



При прогреве призабойной зоны АСПО отлагаются в трубах на стенках скважины, в фильтровой зоне, в порах пласта расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает гидродинамическую связь системы пласт – скважина и фильтрационную способность породы в призабойной зоне скважин. Перед проведением теплового воздействия на призабойную зону и скважину проводится предварительная промывка подземного оборудования горячей нефтью, проверяется исправность задвижек и фланцевых соединений. Для более качественной обработки скважин от АСПО используется коллективный теплообмен за счет специальных скважинных электронагревателей. Среди скважинных электронагревателей применяется греющий кабель, который спускается с эксплуатационным оборудованием [18].

Имеется также способ удаления АСПО с применением микроорганизмов, чаще всего используются как аэробные, так и анаэробные бактерии [19–20]. Эти способы борьбы с парафиновыми отложениями с помощью применения микроорганизмов предусматривают закачку в скважину бактерий. Интенсивные процессы жизнедеятельности, анаэробные микроорганизмы переводят длинноцепочечные молекулы, которые содержатся в твердых парафинах, в жидкое состояние [21]. Одним из таких способов является микробиологическая депарафинизация нефтяных и газовых скважин. Процесс проводится в скважинах при условии, что статический уровень жидкости в скважине ниже уровня устья. Для очистки внутрискважинного оборудования поверхностей НКТ в затрубное пространство скважины закачиваются биопрепарат и раствор биогенов. Цикл подготовки включает в себя две основных стадии, а именно: закачку биомассы микроорганизмов и биогенов. Данная технология в условиях карбонатного коллектора позволяет уменьшить период простоя скважин, снизить негативное влияние на призабойную зону пласта и существенно снизить затраты на очистку оборудования.

Так, на ЮТМ для борьбы с образованием АСПО широкое применение находят гладкие полимерные покрытия для насосно-компрессорных труб. Они позволяют защитить внутрискважинное и спускаемое оборудование от негативного воздействия коррозии АСПО, что увеличивает срок службы.

Для труб чаще всего используют покрытия, произведенные на основе термореактивной и термопластичной пластмассы, обладающей высокой коррозионной стойкостью, эластичностью и устойчивостью к смятиям и техническим повреждениям [22].

Это позволяет снизить негативный эффект от повышенного содержания механических примесей. Для удаления АСПО очень широкое применение находят углеводородные растворители. Они находят свое применение для очистки поверхности скважинного оборудования, в том числе в условиях карбонатного коллектора.

Заключение

В работе были обобщены основные причины образования АСПО на нефтяных и газовых месторождениях. Образование данных отложений ведет к сокращению межремонтного периода скважины, увеличению бездействующего фонда скважин и снижению показателей разработки добывающих и нагнетательных скважин, увеличению аварийности, связанной со снижением технического состояния внутрискважинного оборудования. Для предотвращения образования АСПО требуется применения современных физико-химических способов обработки, что ведет к предупреждению их выпадения и защите скважинного оборудования. ●

Литература

1. Скважинная добыча нефти. Мищенко И.Т. Издательство «Нефть и газ», Москва, 2003. – 816 с.
2. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
3. Бабалян Г.А. Борьба с отложениями парафина / Г.А. Бабалян – М.: Недра, 1965. – 340 с.
4. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–274.
5. Кирбижекова Е.В. Исследование состава АСПО при образовании обратных водонефтяных эмульсий /

И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Вестник ТГУ.– 2014.– № 338. – С. 257–262.
6. Мазепа Б.А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом. / Б.А. Мазепа – М.: Гостоптехиздат, – 1961. – 92 с
7. Каменщиков Ф.А. Удаление асфальтосмолистопарафиновых отложений растворителями – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2008. – 384 с.
8. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1.
9. Оленев Л.М., Миронов Т.П. Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образований АСПО. – М.: ВНИИОЗНГ, 1994. – 33 с.
10. Илюшин П.Е. Оценка эффективности метода «холодный поток» в борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями / П.Е. Илюшин, А.В. Лекомцев, Т.С. Ладейщикова, Р.М. Рахимзянов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2018. – № 1. – С. 53–62.
11. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
12. Степанов Р.И., Прокатень Е.В. Обзор методов выделения параметров зон трещиноватости при оценке фильтрационных свойств трещин с учетом геолого-геофизических данных сложно построенного рифейского карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 11 (671). – С. 15–26.
13. Стабилизация энергетического состояния пласта путем балансировки отборов нефти и газа из газовой шапки в условиях карбонатного каверново-трещинного коллектора Юрубченской залежи / П.Е. Кошманов, Ф.А. Исбир // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 5. С. 80–83.
14. Клещенко, И.И. Технологии и материалы для ремонта скважин: учебное пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др.; под ред. Г.П. Зозули – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.
15. Молчанов, А.Г. Подземный ремонт скважин: учебное пособие / А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1986 – 208 с.
16. Юшин, Е.С. Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: теория и расчет: учебник / Е.С. Юшин – Москва: Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 380 с.: ил., табл.
17. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2005. – 254 с.
18. Пат. 21000575 РФ, МКИ Е21 В37/06. Способ борьбы с отложениями парафина с помощью микроорганизмов / С.С. Беляев, И.А. Борзенков, Н.Ф. Любимов, О.А. Чукчев и др. (РФ). – № 97107025/03; Заявлено 13.05.1997; Опубл. 27.12.1997, Бюл. № 36.
19. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов / В.В. Рагулин, Е.Ф. Смолянец, А.Г. Михайлов и др. // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С. 33–36.
20. Пат. 2221139 РФ, МКИ Е21 В 43/22. Состав для обработки скважины и призабойной зоны пласта (варианты) и способ обработки скважины и призабойной зоны пласта / И.Н. Файзуллин, А.З. Гарейшина, Н.В. Шестернина и др. (РФ). № 200111118110/13; Заявлено 29.06.2001; Опубл. 10.01.2004, Бюл. № 1.
21. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с

KEYWORDS: fracturing, riphean, ASPO, carbonate reservoir, chemical solvents, tubing.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

как метод поиска нелинейной индикаторной линии притока

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА МЕТОДУ ИДЕНТИФИКАЦИИ КРИВОЙ ПРИТОКА ФЛЮИДОВ К СКВАЖИНЕ ЧЕРЕЗ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ ЕЕ РЕЖИМОВ. В ОТЛИЧИЕ ОТ КЛАССИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ, ОСНОВАННЫХ НА ЗАПУСКЕ/ОСТАНОВКЕ СКВАЖИНЫ, ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ НАКОПЛЕННЫЕ ДАННЫЕ О ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ И МЕТОДЫ ВАРИАЦИОННОГО ИСЧИСЛЕНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ. МЕТОД ВКЛЮЧАЕТ СНЯТИЕ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ/ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, ВЫЗВАННЫХ ИЗМЕНЕНИЯМИ В СИСТЕМЕ СБОРА ИЛИ ОБОРУДОВАНИИ, БЕЗ НЕОБХОДИМОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАДИАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЗА СЧЕТ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ КОНТРОЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ С ПОМОЩЬЮ «ЭТАЛОННЫХ КРИВЫХ» И МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ, КОРРЕКТИРУЮЩЕЙ ПАРАМЕТРЫ В СООТВЕТСТВИИ С ФАКТИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO A METHOD FOR IDENTIFYING THE FLUID INFLOW CURVE TO A WELL THROUGH THE ANALYSIS OF CHANGES IN ITS MODES. UNLIKE CLASSICAL APPROACHES BASED ON STARTING UP/SHUTTING DOWN THE WELL, IT IS PROPOSED TO USE ACCUMULATED DATA ON EXTERNAL INFLUENCES AND METHODS OF CALCULUS OF VARIATIONS TO ASSESS FILTRATION PROPERTIES. THE METHOD INCLUDES TAKING PRESSURE RECOVERY/DROP CURVES CAUSED BY CHANGES IN THE COLLECTION SYSTEM OR EQUIPMENT, WITHOUT THE NEED TO DETERMINE RADIAL MODES THROUGH A NUMERICAL MODEL OF CONTROL VOLUMES. THE INTERPRETATION OF THE RESULTS IS CARRIED OUT THROUGH «REFERENCE CURVES» AND MATHEMATICAL OPTIMIZATION, ADJUSTING THE PARAMETERS IN ACCORDANCE WITH THE ACTUAL DATA

Ключевые слова: гидродинамическое исследование скважин, кривая притока, фильтрационные свойства, вариационное исчисление, контрольные объемы, дренируемая зона пласта.

**Стрекалов
Александр Владимирович**

старший эксперт Управления
научно-технического развития,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»,
профессор, д.т.н.

**Петрунин
Иван Федорович**

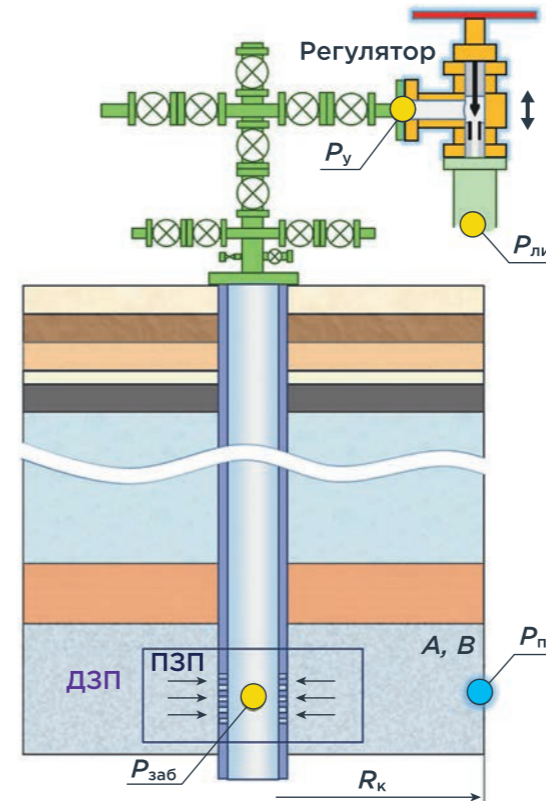
специалист Управления научно-
технического развития,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»

Альтернативные методы исследования скважин и прилегающих к ним зон пласта с активной фильтрацией становятся все более актуальными. В отличие от классических подходов к порядку воздействия на пласт (запуск/остановка) с последующей строгой интерпретацией результатов замеров забойных давлений, актуальным является использование уже накопленной информации о внешних воздействиях с последующим определением фильтрационных свойств методами вариационного исчисления [1, 2].

Статья посвящена решению задачи идентификации кривой притока к скважине на основе анализа данных изменения ее режимов в виде динамики дебита и забойного давления в период ее регулирования или спонтанных изменений в наземной сети сбора.

Основное энергетическое влияние на поток добываемой продукции оказывает околоскважинная или дренируемая зона пласта (ДЗП) (рис. 1). Процессы фильтрации и перераспределения давления в ДЗП происходят на порядок медленнее процессов в стволе скважины и наземных трубопроводных сетях.

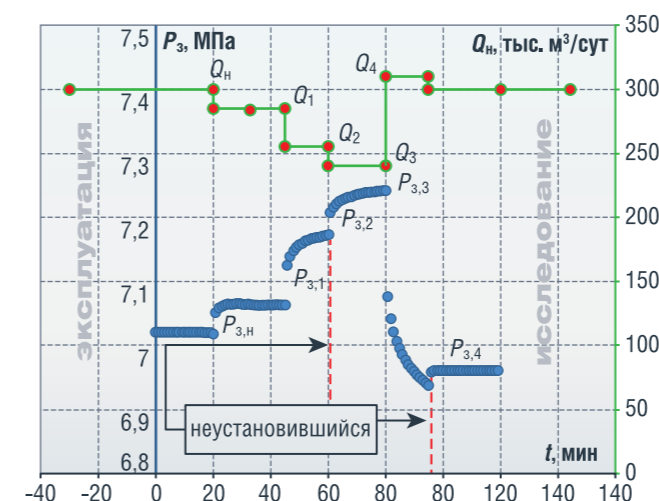
РИСУНОК 1. Схема нефтяной фонтанирующей или газовой скважины



Давление на контуре ДЗП — $P_{пл}$ условно считается пластовым и относительно стабильным в процессе проведения исследования. Последнее далеко не всегда так, как показали исследования газовых скважин [3].

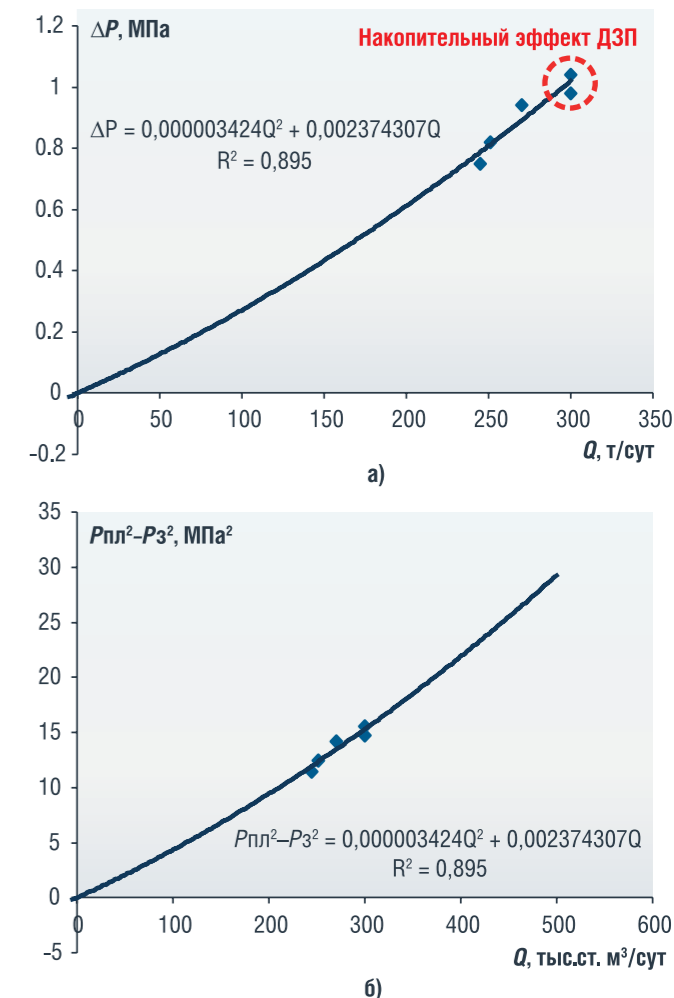
Регулирование скважин предполагает изменение положения затвора регулятора, установленного на фонтанной арматуре скважины (рис. 1). Любые изменения состояния регулятора рассматриваемой или соседних скважин, а также давлений на конце сети сбора и иных воздействий на промысловые объекты влекут за собой изменения дебита скважины и связанных с ним величин: линейное — $P_{лин}$, устьевое — P_y и забойное давление — P_z , распределение давления в дренируемой зоне скважин (рис. 2).

РИСУНОК 2. Динамика дебита — Q и забойного давления — P_z при снятии индикаторной линии газовой скважины



Кривые притока, получаемые при гидродинамических исследованиях скважин на установившихся режимах [4], являются основой в дальнейшем для подбора оборудования скважин и оптимального режима ее эксплуатации. Вследствие того, что снятие индикаторных линий (ИЛ) требует существенного времени для выхода и удержания каждого квазистационарного режима (рис. 2), далеко не всегда удается получить достоверную/физическую зависимость депрессии от дебита скважины (рис. 3).

РИСУНОК 3. Пример индикаторной линии с частью неустойчивых режимов: а — ИЛ нефтяной скважины; б — ИЛ газовой скважины



Кроме невыхода ДЗП на стационарный режим, также имеет место эффект накопления, когда в процессе исследования в ДЗП происходит снижение давления в целом, а также ряд процессов, связанных с изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и локальными межпластовыми перетоками.

Для нефтяных месторождений ИЛ аппроксимируется функцией $\Delta p = KQ_i - BQ_i^2$ сведением к минимуму отклонений фактической — $(P_{пл} - P_i)$ от расчетной депрессии относительно коэффициентов притока K, B

$$\sum_{i=1}^N \frac{P_{пл} - P_i - (KQ_i - BQ_i^2)}{P_{пл} - P_i} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где Q_i — фактический замер дебита.

Для газовых месторождений ИЛ аппроксимируется уравнением $P_{пз}^2 - P_3^2 = A Q_i - B Q_i^2$ сведением к минимуму отклонений фактического $- P_i$ от расчетного забойного давления относительно коэффициентов притока A, B

$$\sum_{i=1}^N \frac{\sqrt{P_{ni}^2 - AQ_i - BQ_i^2} - P_i}{P_i} \rightarrow \min. \quad (2)$$

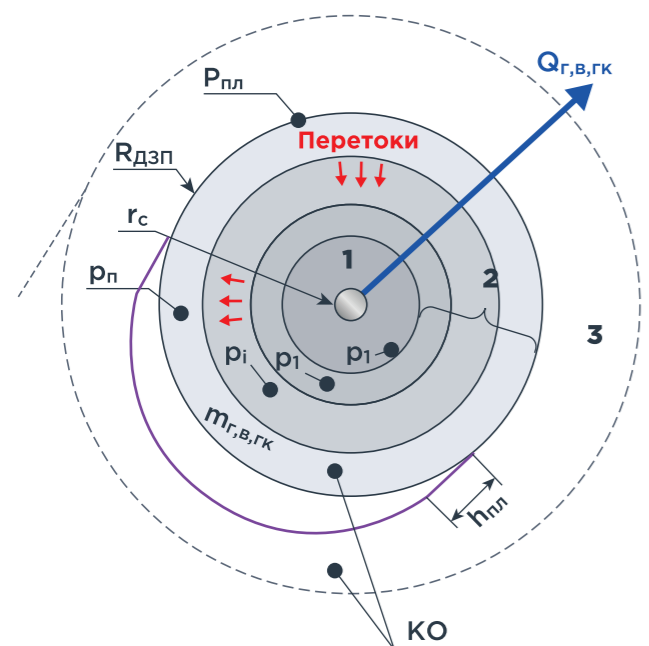
В большинстве случаев для горизонтальных скважин или скважин с множественными гидроразрывами пласта в допустимые сроки вывести скважину на установившийся режим невозможно, как для нефтедобывающего, так и газодобывающего фонда. Связано это с деформированными и крупными ($R_k > 500$ м) ДЗП, а также низкими начальными ФЕС.

Методы исследования

Суть предлагаемого здесь метода сводится к снятию кривых восстановления и падения давления, вызванных сменой положения дросселя регулятора или иных воздействий со стороны системы сбора или скважинного оборудования. Таким образом, метод аналогичен «самопрослушиванию» скважин в области ГДИС с той лишь разницей, что здесь нет необходимости в идентификации «радиального» и «дорадимального» режимов [5] за счет применения численной модели контрольных объемов (КО) для ДЗП разделенной на три участка (рис. 4):

- призабойная зона пласта – 1;
- дренируемая зона пласта – 2;
- зона с постоянным давлением за ДЗП – 3.

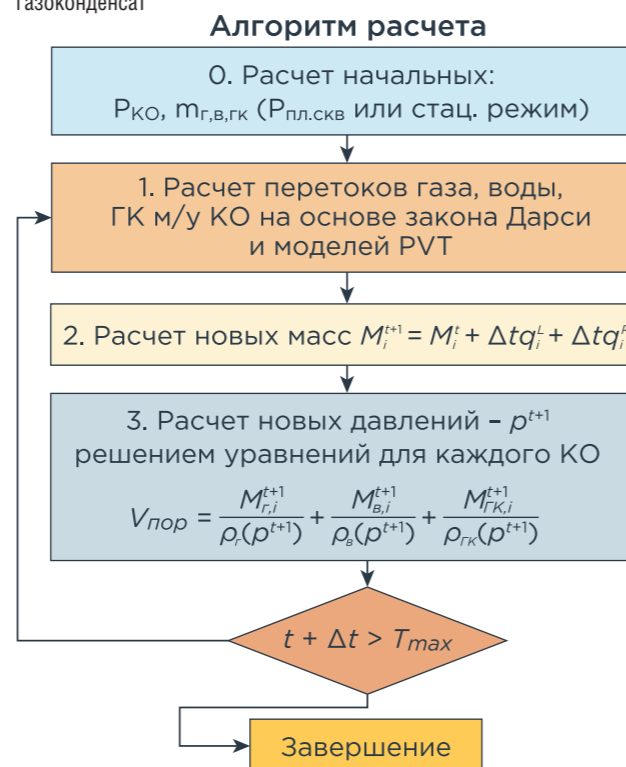
РИСУНОК 4. Численная МКО для вычисления ТКИД



Момент: $p_n < p_i < p_1$
Волны давления м/у забоем и контуром пласта

p_0 – давление КО; $R_{ДЗП}$ – радиус дренируемой зоны пласта;
 p_1 – давление в КО ПЗП; $m_{г,в,н}$ – текущие массы пластовых флюидов в КО; $h_{пл}$ – толщина пласта в ДЗП, r_c – радиус скважины; $p_{пл}$ – пластовое давление за границей ДЗП;
 $Q_{г,в,н}$ – текущие дебиты флюидов

РИСУНОК 5. Алгоритм разрешения численной модели конечных элементов для вычисления ТКИД на примере системы газ–вода–газоконденсат



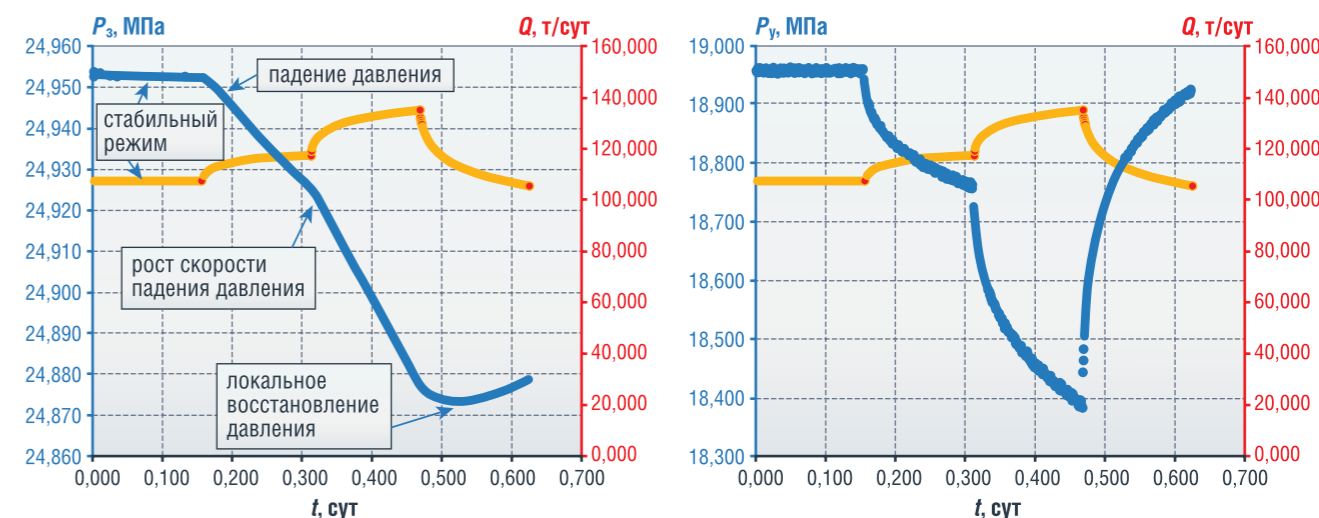
$P_{\text{КО}}$ – давление в КО; $m_{\text{г,в,гк}}$ – начальные массы газа, воды и газоконденсата в КО; Δt – приращение времени; M_{i+1}^t – новые массы компонентов в КО; t – индекс временного слоя; q_i^L, q_i^R – левый и правый перетоки компонентов в соседние КО; $V_{\text{пор}}$ – поровый объем КО; p^{t+1} – новые давления в КО; $\rho_t(p), \rho_g(p), \rho_{\text{гк}}(p)$

Отличие предлагаемого метода в том, что интерпретация происходит методом «эталонных кривых»:

- на каждом итерационном шаге метода математической оптимизации вычисляется теоретическая кривая изменения давления (ТКИД) разрешением моделью КО (МКО) ДЗП с заданной проницаемостью ДЗП и призабойной зоны пласта (ПЗП), а также пластовым давлением на начало периода исследования;
- после сравнения ТКИД с фактической динамикой забойного давления текущие значения искомым проницаемостей и пластового давления сменяются на новые;
- как только отклонение ТКИД от фактической динамики становится достаточно малым, поиск прекращается;
- после определения проницаемости и пластового давления, рассчитываются коэффициенты притока и соответствующие им индикаторные линии с учетом изменчивости свойств газа/воды/нефти от давления при фильтрации от контура ДЗП до забоя.

МКО является более совершенной по сравнению с известным решением для одномерной радиальной фильтрации и учитывает ограниченность и частичную неоднородность пласта, которой при этом можно еще и управлять при проведении процедуры поиска неизвестных характеристик ДЗП (рис. 4).

РИСУНОК 6. Синтетическая динамика забойного/устьевых давлений и дебита скважины 1



МКО позволяет совместить эффект истощения за счет краевого КО символизирующего удаленный от ДЗП пласт с эффектами перераспределения давления в ДЗП при переходных процессах, когда изменяется дебит или скважина останавливается. Также МКО позволяет выделить ближайший к скважине КО и оценить скин-фактор.

Инициализация ЧМКО возможна в двух вариантах:

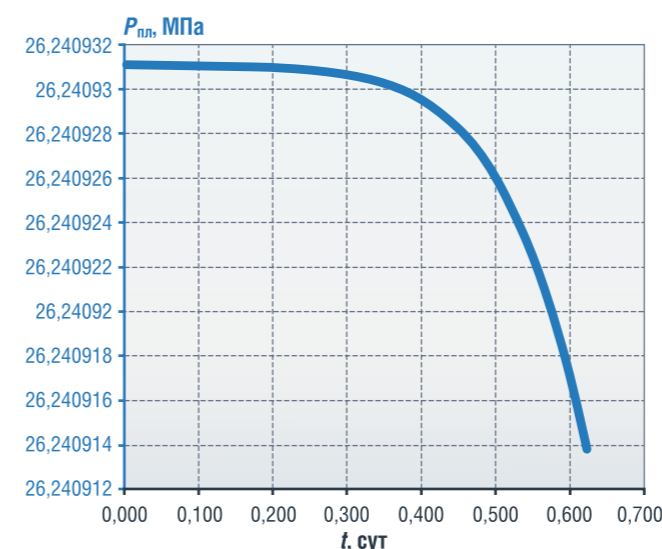
- Скважина запущена после остановки, когда давления во всех КО равны пластовому – $P_{пл}$ на контуре ДЗП.
- Скважина работала в стабильном режиме, когда давления в КО соответствуют стационарному распределению давления.

На рис. 5 показан алгоритм разрешения МКО на основе явной вычислительной схемы.

Экспериментальные данные

Вычислительные эксперименты доказали возможность и эффективность интерпретации динамик забойного давления и дебитов с помощью МКО.

РИСУНОК 7. Синтетическая динамика пластового давления скважины 1 ($R_{\text{пл}} = 400$ м)



Автомодельное решение вследствие постулата о бесконечности пласта и неполном учете различных сжимаемостей флюидов показало свою низкую эффективность в плане точности и возможности применения только при наступлении радиального режима фильтрации.

На рис. 6 показана синтетическая динамика забойного давления и дебита скважины 1, полученная на основе МКО.

Модель также демонстрирует изменение пластового давления на контуре ДЗП (рис. 7). Разумеется, существенных изменений пластового давления тут не происходит. Однако видно, что волна изменения давления достигает контура ДЗП с задержкой 0,3 сут.

На рис. 8 показан пример подбора искомой проницаемости ДЗП методом «эталонных кривых». Эталонной кривой в общем случае является расчетная кривая забойного давления при заданных неизвестных (проницаемость ДЗП и ПЗП, начальное пластовое давление).

РИСУНОК 8. Пример подбора проницаемости под условную фактическую динамику забойного давления

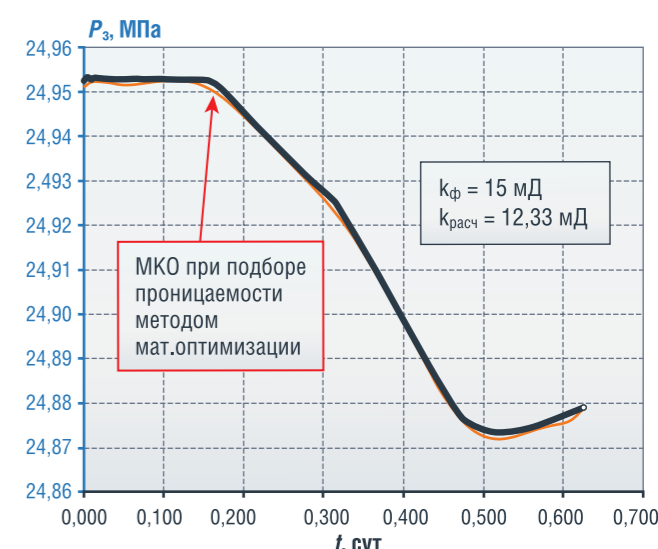


ТАБЛИЦА 1. Результаты интерпретации режимов газоконденсатной скважины 4 методом МКО

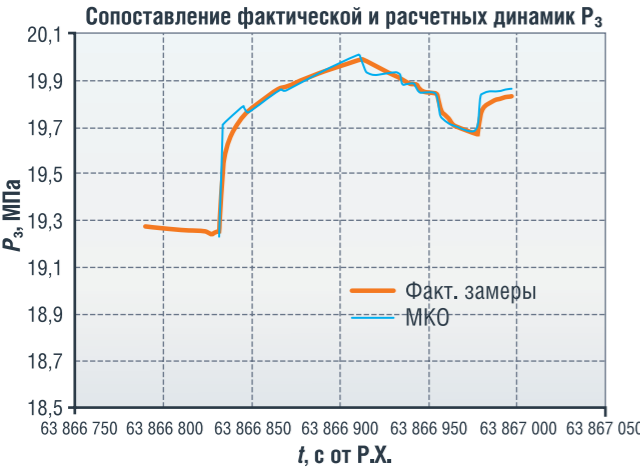
ε (относительная погрешность)	0,10864079	%
Количество режимов	435	шт.
A	0,52454632	МПа/тыс.ст.куб.м
B	-0,0001263	МПа/(тыс.ст.куб.м) ²
$P_{\text{пл}0}$	23,1	МПа
Проницаемость ДЗП	8,112334	мД
Множитель к проницаемости ПЗП («скин») – $k\rho$	5,137531	д.е.
Коэффициент емкости ДЗП – kV	2,126788	д.е.

Подбор фильтрационных коэффициентов притока (КП) – A , B осуществляется прогоном МКО с уже найденной проницаемостью на нескольких режимах с выдержкой на стабилизацию, которые аппроксимируются кривой притока классическими методами обработки индикаторных линий по формулам (1) и (2). Как пример для газоконденсатных месторождений, нелинейность ИЛ обусловлена кривыми плотности и кинематической вязкости по мере снижения давления в КО с приближением к забою. Для нефтяных месторождений нелинейность будет проявляться на скважинах со сверхвысокой депрессией.

Обсуждение результатов

Алгоритм анализа нестационарных режимов на основе МКО является наиболее подходящим в условиях достаточно быстрых изменений режимов (рис. 9) и существенных отличий проводимости ПЗП и удаленной зоны пласта.

РИСУНОК 9. Результат подбора эталонной кривой, рассчитанной на МКО, к фактическим замерам по скважине 4 газоконденсатного месторождения



Искомými величинами являются: проницаемость ДЗП – k , коэффициент отличия проницаемости ПЗП – $k\rho$, коэффициент емкости ДЗП – kV (множитель к объему ДЗП), пластовое давление за контуром ДЗП – $P_{\text{пл}0}$. Используя полученные коэффициенты k и $k\rho$ и МКО на стационарных режимах, получаем серию вычисленных забойных давлений и, далее легко вычисляются

коэффициенты притока A , B , аналогично методу построения индикаторных линий на стационарных режимах. Суммарная относительная погрешность составила менее 0,2 %. При этом получены (табл. 1) коэффициенты проницаемости ДЗП – 8 мД, проницаемость ПЗП – 40 мД. Последнее обусловлено наличием трещин гидравлического разрыва.

Выводы

Предложенный метод идентификации кривой притока к скважине на основе анализа динамики дебита и забойного давления, а также применения численной модели КО для ДЗП демонстрирует высокую эффективность и точность, позволяет минимизировать необходимость остановки скважины, что снижает эксплуатационные затраты и повышает оперативность получения данных. Результаты экспериментальных исследований показали суммарную среднюю относительную погрешность, не превышающую 0,2 %, что подтверждает надежность предлагаемого метода и применимость в промыслово-геологических и эксплуатационных условиях. Предлагаемый подход открывает новые возможности для получения новых характеристик околзабойной зоны пласта, таких как проводимость двух сред: поровая матрица и каналы высокой проводимости, а также их емкостные свойства. ●

Литература

1. А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов. Нефтяное хозяйство. 2009/1. С. 52–55.

2. И.П. Пуртова, М.Ю. Саваастын, А.В. Стрекалов. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин. М., ВНИИОЭНГ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 6/2007. С. 34–36.

3. Стрекалов А.В., Лопатин Р.Р. Метод автоматической адаптации газодинамических характеристик газовых скважин с восстановлением динамики пластового давления. Естественные и технические науки (ЕиН) № 9 (196) 2024. С. 153–161.

4. Басниев К.С., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Садовников Р.В., Гайнетдинов Р.Р. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин // Газовая промышленность, № 3, 2001, с. 41–42.

5. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Метод диагностики радиального притока при интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин. Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 23–26.

KEYWORDS: *hydrodynamic well testing, inflow performance curve, filtration properties, calculus of variation, control volumes, drainage area of the reservoir.*

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

Роснефть и Total закрыли сделку по покупке НПЗ в немецком Шведте

В декабре 2015 г. «Роснефть» и Total закрыли сделку купли-продажи доли в нефтеперерабатывающем заводе в Шведте, (PCK Raffinerie GmbH). Это позволит Роснефти укрепить свои позиции в регионе, создавая дополнительные синергии для компании благодаря прямым поставкам нефти по МНП «Дружба».



• Комментарий Neftegaz.RU

В 2024 году Правительство Германии взяло в доверительное управление Rosneft Deutschland GmbH и RN Refining & Marketing GmbH, перехватив контроль над долями «Роснефти» в трех немецких НПЗ. На фоне эмбарго на российскую нефть судьба ее заводов оказалась под вопросом, поскольку сырье они получали из России. Особенно сложная ситуация в Шведте, где нефть на НПЗ поступает по трубопроводу «Дружба». Осенью 2025 года США ввели санкции против России, под которые могли попасть и активы «Роснефти» в Германии, но уже в ноябре власти США предоставили Германии письменные гарантии того, что немецкий бизнес компании будет освобожден от санкций, тогда же министр экономики ФРГ прокомментировала эти гарантии, как признание Соединенными Штатами того, что деятельность «Роснефти» в Германии «полностью отделена» от российской материнской компании.



США пока не готовы дополнить «невероятно эффективные» санкции в отношении России

США заняты придумыванием новых экономических санкций в отношении России. Поводом названо нарушение Договора о ликвидации ракет средней и меньшей дальности, о чем стало известно в конце ноября 2015 г. По словам зам госсекретаря США Р. Гетемюллер санкции, которые США и ЕС ввели против России из-за ситуации на Украине невероятно эффективны, поэтому новые санкции пока вводить не будут.

• Комментарий Neftegaz.RU

Однако введение санкций продолжилось. В 2017 США приняли закон, расширяющий действие санкций на страны, сотрудничающие с Россией, в 2018 – предусматривающие полный запрет на поставку в Россию продукции двойного назначения, в 2021 – против российских физических и юридических лиц. В 2022 году США



ввели один из самых масштабных пакетов санкций, которые касались банков и государственных компаний. В декабре 2022 года был установлен потолок цен на российскую нефть, в 2023 в два

раза повышены тарифов на большинство российских металлов. Масштабные санкции против ведущих нефтяных российских компаний вступили в силу в ноябре 2025 года и почти сразу заговорили о подготовке следующего пакета

Газпром сохраняет планы по вводу в строй FSRU в Калининградской области

В декабре 2015 года «Газпром» напомнил о своих планах по строительству регазификационного терминала в Калининградской области. Компания планирует ввести в строй FSRU в конце 2017 г., который будет получать газ с Балтийского СПГ и с планируемой третьей очереди Сахалин-2.

• Комментарий Neftegaz.RU

В декабре 2018 года FSRU «Маршал Василевский» была пришвартована к месту постоянной стоянки в Калининградской области. Для пуско-наладочных работ «Газпром» приобрел 170 тыс м³ СПГ у Trafigura. В дальнейшем поставки СПГ осуществлялись с российских заводов. FSRU был подключен к МГП в районе Калининградского ПХГ, возле пос. Романово. Это резервный, полностью независимый, маршрут поставок газа в Калининградскую область, ставший альтернативой МГП Минск – Вильнюс – Каунас – Калининград. В январе 2019 г. проект был введен в эксплуатацию. В начале 2022 года, на фоне эскалации конфликта вокруг ситуации с Украиной, «Газпром» вернул FSRU к берегам г. Калининграда, чтобы провести тестирование работы ПХГ с закачкой в них СПГ. ●



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Участники
выставки
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Участники
выставки
Нефтегаз-2025



Участник выставки
Нефтегаз-2025



Стенд компании
Лепрост на выставке
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



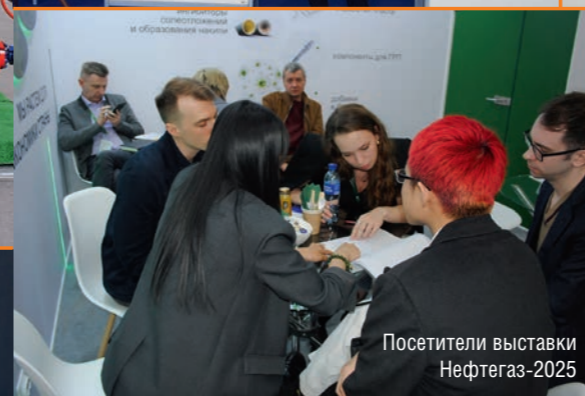
Участники выставки
Нефтегаз-2025



Стенд компании Volat на
выставке Нефтегаз-2025



Посетитель выставки
Нефтегаз-2025



Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Стенд компании Рус-КР на
выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Посетитель выставки
Нефтегаз-2025



Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Стенд ТД Белорусские станки
на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Посетители
выставки
Нефтегаз-2025

ШАРОШЕЧНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ ДОЛОТА

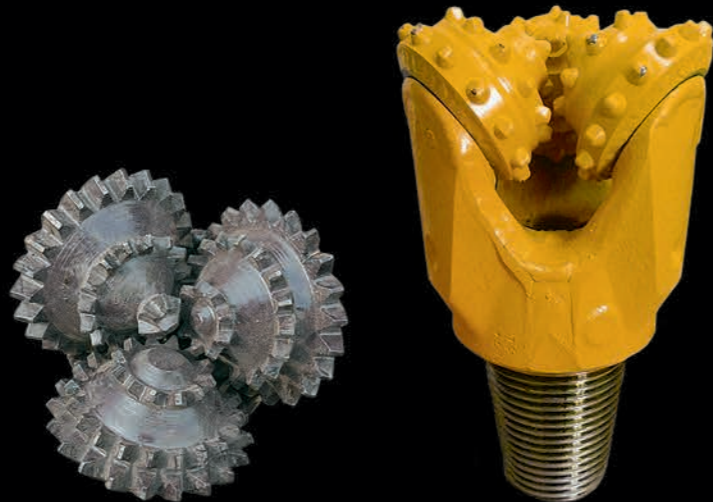
1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1.12 Породоразрушающий инструмент

1.1.1.12.1 Долота

Шарошечное твердосплавное долото – дробящий, дробяще-скользящий инструмент, предназначенный для разрушения пород. Главный рабочий орган – шарошка, представляющая собой элемент в форме конуса, изготовленного из стали. Вооружение шарошки – зубья разной длины или штыри, произведенные из карбида вольфрама. Этот твердый сплав используется для разрушения всевозможных горных пород, начиная от мягкой, заканчивая достаточно прочной.

Долото шарошечное – система, вращение шарошек вокруг своей оси возможно благодаря вращению корпуса. В результате работы механизма, производится разрушение горных пород на забое посредством зубцов, вступающих с ними в контакт. Шарошки имеют особую конструкцию – наличие большого количества зубцов, размещенных особым образом. Они расположены таким образом, что горная порода разрушается по всему периметру забоя.



Шарошечные твердосплавные долота также имеют несколько важных систем: смазка и промывка. Оборудование может изготавливаться с боковой или центральной системой промывки. В первом варианте жидкость из отверстий направлена под шарошку. При наличии на отверстиях специальных накладок, система именуется гидромониторной.

Сфера использования шарошечных твердосплавных долот

Для бурения газовых/нефтяных скважин применяются твердосплавные долота, оснащенные шарошками конической формы.

Инструмент широко используется для бурения геологоразведочных, газовых, нефтяных скважин. Также применяется в горнодобывающем производстве, строительстве. Долота имеют ряд преимуществ, к которым относятся:

- Достаточная площадь контакта с забоем;
- Большая длина рабочих кромок, что повышает эффективность при работе с инструментом;
- Низкий уровень износа зубьев;
- Небольшой крутящий момент, благодаря чему опасность заклинивания долота минимальна. ●

БУРОВАЯ УСТАНОВКА

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1 Добыча нефти и газа

2.1.1 Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на стройматериалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991 г. и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108 – 146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на стройматериалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
УСИЛИЕ ПОДАЧИ, КГС	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
УСЛОВНАЯ ГЛУБИНА БУРЕНИЯ, М:	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
ДИАМЕТР БУРЕНИЯ, МАКС., ММ:	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С промывкой	215,9
С продувкой	250
Ударно-канатное	168

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Оборудование для добычи нефти и газа*
- *Буровое оборудование и инструмент*
- *Буровые установки и их узлы*

Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного

тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.

- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
 - контрольная сборка;
 - шефмонтаж и пусконаладочные работы;
 - техническая диагностика машин и механизмов;
 - гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
 - обеспечение запасными частями.

МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЗР
Грузоподъемность	160 тс	200 тс	200 тс
Глубина бурения	2500 м	3200 м	3200 м
Привод	дизельный	дизельный	дизель-электрический
Высота основания	6.5 м	6.5 м	7.8 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	28 мм
Буровая лебедка	600 кВт	600 кВт	670 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются



с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А



Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебедки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебедки, гидронасосам; талевых блоков; ограничителя высоты подъема талевых блоков; ограничителя грузоподъемности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для

контроля; гидropневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащенного искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевых блоков и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием;

звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащенной осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В



Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного

вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема буровых труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●



И. Сечин

Углубление нашего стратегического сотрудничества и есть инструмент противодействия глобальным вызовам



Д. Бергам

Решение об отмене ограничений на добычу нефти на Аляске возвращает управление в рамки здравого смысла



А. Новак

Интеграция китайских технологий с российскими ресурсами позволит снизить себестоимость технологических решений



П. Сийярто

Запрет на поставки российской нефти противоречит национальным интересам Венгрии



К.-Ж. Токаев

Мы близки к подписанию очень важных соглашений, которые откроют путь к строительству атомной станции



П. Пуяннэ

Последние санкции США в отношении российских компаний оказывают реальное влияние на нефтяные цены



Г. Бердымухамедов

Наличие колоссальных запасов углеводородных ресурсов позволяет Туркменистану экспортировать природный газ на долгосрочной основе. И здесь огромное значение обретает проект газопровода ТАПИ



Р. Исмаилов

Мы должны ограничить вывоз масложиродержащих отходов за рубеж, необходимо оставлять их здесь, развивать переработку и производить добавочную стоимость



А. Вучич

Если стороны не договорятся по цене, предлагаю рассмотреть вариант выкупа доли с более выгодным предложением со стороны Сербии (о продаже российского пакета акций NIS – ред.)



Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В
Размеры: 1"~18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В
Размеры: 1" D2"-20" BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C



Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ
Размеры: 1/2"~48"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+650° C



Клапан сброса давления при гидроударе серии НТСЖ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"~16"
Диапазон давления: 150 ~ 900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД
Размеры: 1" X2"-10" X14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Устройство сброса давления иглочатого разрушительного типа серии НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"~78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

VITZRO CELL

с 1987 года

Vitrocell – ведущий мировой поставщик решений на основе литиевых первичных батарей. Мы гордимся нашей продукцией, в частности, высокотемпературными батареями, которые находят применение в таких сферах, как наклонно-направленное бурение (M/LWD), внутритрубная инспекция (PIG), мониторинг резервов добывающих скважин и океанографические приборы.



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



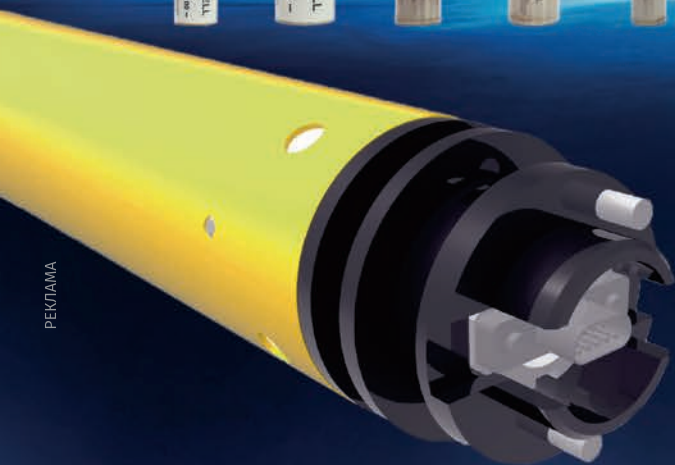
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001/ RoHS / UL / Trans. Certi.



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



РЕКЛАМА

50 СТРАН **250** КЛИЕНТОВ

В настоящее время компания Vitzrocell сотрудничает с более чем 250 партнерами в 50 странах и продолжает активно расширять свое мировое присутствие

3

миллиарда

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

2-е

место в мире

85% доля на корейском рынке литиевых первичных батарей. Более 80% выручки приходится на экспорт

15

миллионов

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

Наши официальные партнеры в РФ:

ООО НПО «Свободная Энергия»

г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «АК Бустер»

г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

ООО «Геолит»

г. Нижневартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru

ООО «Антарес»

г. Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO CELL