



ТРАНСПОРТИРОВКА
ИСКУССТВЕННЫХ
СМЕСЕЙ

● ДИАГНОСТИКА
ТРУБОПРОВОДОВ
● В ГТС

● НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [156] 2024

НЕЙРОСЕТИ В ТРАНСПОРТИРОВКЕ



Входит в перечень ВАК (К1)

ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОЕКТЕ

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ
И РОБОТЫ ↘



НЕ ВКЛЮЧАТЬ
РАБОТАЮТ ЛЮДИ

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ↙



↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



ANT ENGINEERING

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА



ТЕРРАЛИНК
ТЕХНОЛОГИС



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ

kaspersky



ГАЗСТРОЙПРОМ
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↗ НОВОСТИ



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

20 ЛЕТ ИННОВАЦИОННОГО
РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

СПЕЦПРОЕКТ

Акционерное общество «СтройТрансНефтеГаз» (СТНГ) – одна из крупнейших и передовых строительных компаний России отмечает двадцатилетие. СТНГ участвовало во всех стратегически важных для нефтегазовой отрасли стройках нашего века. Высочайшая надежность работ, инновационность, постоянное развитие и бережный подход к людям – важнейшие слагаемые лидерства СТНГ.



20stng.neftegaz.ru

Транспортировка искусственных смесей: анализ методов

Анализ напряженно-деформированного состояния сварных соединений длительно эксплуатируемого нефтепровода

22

Современные подходы к диагностике трубопроводов в газотранспортной системе

28

Метод неразрушающего контроля на основе магнитного потокового анализа

34

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*

Три Д российского нефтегаза 8

Госдума предлагает стимулировать спрос на российское оборудование 10

События 12

Первой строчкой 14

ТРАНСПОРТИРОВКА

Транспортировка искусственных смесей: анализ методов 14

Анализ напряженно-деформированного состояния сварных соединений длительно эксплуатируемого нефтепровода 22

ТРАНСПОРТИРОВКА

Современные подходы к диагностике трубопроводов в газотранспортной системе 28

НЕФТЕСЕРВИС

Метод неразрушающего контроля на основе магнитного потокового анализа 34

Интенсификация выноса пластовой жидкости с забоя эксплуатационных газовых скважин 40

Практическое применение нейронных сетей при регулировании закачки 48

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Особенности строения кислот, выделенных из незрелой нефти 54

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Три кита цифрового бурения 60

Календарь событий 63

Практическое применение нейронных сетей при регулировании закачки

54

Численное моделирование и нейронные сети для моделирования и классификации двухфазного потока в вертикальном трубопроводе

64

Повышение качества синхронной инверсии в условиях дефицита скважинной информации

69

Нейронные сети Колмогорова в сейсморазведке: оценка коллекторских свойств клиноформенных отложений Западной Сибири

78

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Численное моделирование и нейронные сети для моделирования и классификации двухфазного потока в вертикальном трубопроводе 64

Повышение качества синхронной инверсии в условиях дефицита скважинной информации 69

Нейронные сети Колмогорова в сейсморазведке: оценка коллекторских свойств клиноформенных отложений Западной Сибири 78

Россия в заголовках 83

Совершенствование способа подсчета механических частиц в турбулентном потоке с использованием цифровых алгоритмов обработки видео 84

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Малодобитный фонд скважин – новые вызовы, новые решения 90

НЕФТЕПОДГОТОВКА

Оптимизация предпроектной оценки капитальных затрат на строительство УПН на нефтяных месторождениях Восточной Сибири 94

Хронограф 97

ЭКОНОМИКА

Характеристика газовых месторождений Бортового лицензионного участка Саратовской области 98

АРКТИКА

Основные направления развития искусственного интеллекта в Арктической зоне 102

Новости науки 104

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

1270 лет назад

В 754 году арабский историк Аль-Балазури сообщил о наличии нефти в Закавказской провинции Ширван на западном побережье Каспийского моря.

218 лет назад

В 1806 году к Российской империи присоединен город Баку, находящиеся в пригороде скважины перешли в собственность империи, т.е. за определенную плату промышленники получали право добывать нефть.

162 года назад

В 1862 году на Всемирной промышленной выставке в Лондоне первый российский керосин «фотонафтиль» был удостоен серебряной медали.

151 год назад

В 1873 году состоялся первый аукцион нефтеносных участков. Формально участки поступали в частную собственность, но фактически это была бессрочная аренда, поскольку, кроме единовременной оплаты стоимости участка, владелец ежегодно платил в казну по 10 руб. с десятины.

150 лет назад

В 1874 году была создана первая в мире нефтяная ВИНК – «Бакинское нефтяное общество», учредителями стали нефтепромышленники Петр Губонин и Василий Кокорев.

108 лет назад

В 1916 году изобретатель Армаис Арутюнов разработал первый центробежный насос с электродвигателем для добычи нефти.

100 лет назад

В 1924 году при Высшем совете народного хозяйства образован Гелиевый комитет, отвечавший за планомерные поиски газовых месторождений.

98 лет назад

В 1926 году построена первая в СССР электрическая железная дорога, соединившая Баку с нефтяными месторождениями Апшерона.

81 год назад

В 1943 году в СССР введен в эксплуатацию первый магистральный газопровод Бугуруслан – Похвистнево – Куйбышев.

59 лет назад

В 1965 году на территории Тазовского района в ЯНАО открыто Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение с запасами газа 735 млрд м³.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
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

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

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

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАН, 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

Галина Зуева
Евгений Короленко

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004



С Новым годом!

Производство
нефтепродуктов
сократилось

на **2,3** %

Турция
подтвердила создание
газового хаба

в **2025** г.

Проект
«Сила Сибири-2» не будет
реализован ранее

2028 г.

Добыча угля
снизилась

на **1,7** %

ТРИ Д РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗА

В ПРОШЛОМ ДЕКАБРЕ, ПОДВОДЯ ИТОГИ, МЫ ОТМЕЧАЛИ, ЧТО 2023 ГОД БЫЛ ТРЕНДОБРАЗУЮЩИМ. ЗАЛОЖЕННЫЕ В ТОТ ПЕРИОД ТЕНДЕНЦИИ ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛИЛИ ДАЛЬНЕЙШИЙ ХОД РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. АНАЛИЗИРУЯ СЕГОДНЯ КЛЮЧЕВЫЕ МОМЕНТЫ ЗАВЕРШАЮЩЕГОСЯ ГОДА, МОЖНО ПРОСЛЕДИТЬ ПУТИ, КОТОРЫМИ ПРЕДСТОИТ ИДТИ ПРЕДПРИЯТИЯМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В НАСТУПАЮЩЕМ ГОДУ

Анна Павлихина

Деевропеизация, декарбонизация, дедолларизация – в большей или меньшей степени задавали тон основным событиям отрасли и, очень вероятно, продолжат оказывать влияние на тренды энергетического рынка, но эффект этого влияния может быть совсем другим.

С массовым введением санкций, уходом европейских поставщиков оборудования и технологий, а также запретом на российские энергоносители начался период деевропеизации, экспортные маршруты нефти и газа были переориентированы на азиатских покупателей. Объемы поставок компенсировали и низкую цену продукта, и закрытие ранее премиального рынка. Так было почти весь 2024 год, но уже сейчас становится очевидно, что Китай и Индия больше не смогут обеспечить такой же уровень закупок.

Так, Индия в октябре снизила импорт нефти из России на 10%. С января по октябрь Индия закупила у России на 9,3% меньше нефти, чем годом ранее. В середине года Китай также сократил импорт российской нефти на 7% по сравнению с предыдущим годом. Ближе к осени поставки выросли, но динамика этого роста ухудшилась. В качестве причин называют опасение вторичных санкций и снижение спроса со стороны китайских НПЗ.

При снижающихся объемах экспорта можно было бы рассчитывать на внутренних потребителей. Но в начале года российские перерабатывающие заводы подверглись массовым атакам,



в результате незапланированных ремонтов производство нефтепродуктов сократилось в годовом сравнении на 2,3%.

В свете этого не так радуют показатели по приросту извлекаемых запасов, 286 млн т нефти. Кроме того, не уточняется структура запасов, как известно, более половины российских ресурсов относятся к категории трудноизвлекаемых. Далеко не все российские компании рады ТриЗам, многие сетуют на налоговый режим, не позволяющий вести их эффективную добычу. Отчасти по этой причине, отчасти из-за ухудшения спроса и соглашений с ОПЕК, нефтедобыча в России продолжает падать. А вот добыча газа демонстрирует другую тенденцию: за 10 месяцев 2024 г. добыча ПНГ и природного газа в России увеличилась на 7,8% год к году, в том числе в ЯНАО добыча выросла на 9%, а в Иркутской области – удвоилась.

Незначительно, но снизилась добыча угля (на 1,7% по сравнению с аналогичным периодом 2023 г.), и выросло количество котельных, работающих на газе, что можно считать шагом на пути к декарбонизации. В Калининграде, на Камчатке, в Санкт-Петербурге, в Приморском, Краснодарском крае, на Сахалине и в других регионах котельные переводят на газ. В Хабаровском крае дизельные электростанции заменяют гибридными установками, работающими на энергии солнца и ветра. В Калининградской области заработало производство кремниевых пластин – ключевого компонента для производства солнечных

модулей. В целом процесс декарбонизации в России в 2024 году шел своим небыстрым чередом, пока в конце ноября на заседании комитета РСПП по климатической политике не заявили о «кардинальном прорыве», заключающемся в том, что были пересчитаны цифры эмиссии и установлено, что вместо предполагаемых ранее 1,7 млрд тонн выбрасывается 800 миллионов. Из этих данных теперь и будут исходить, разрабатывая меры по снижению нагрузки на экологию (или, скорее, на экономику).

Более оптимистично выглядит ситуация с менее экологичными проектами. В 2024 году портфели компаний пополнились вновь открытыми месторождениями и запусками новых производств. В частности, в Иркутской области компания Сибгаз открыла газоконденсатное месторождение Илгинское по классификации относящееся к категории крупных. Запасы природного газа оцениваются в 135,4 млрд м³, газового конденсата – 4,4 млн т. Новое месторождение им. А. Пушина (запасы 5,9 млн т нефти) открыто компанией Оренбургнефть, Южно-Тигянское (запасы 7,3 млн т нефти) компанией Анабарнефтегаз в Якутии.

Из прорывов года следует отметить строительство скважины с рекордно большим для российских компаний отходом от вертикали на уже действующем Семаковском месторождении, ERD-коэффициент составил 5,36. Год был отмечен началом строительства новых производств. Так, ЛУКОЙЛ приступил к строительству завода по производству смазок

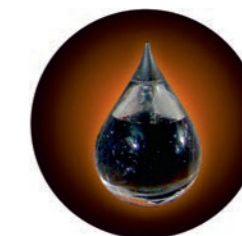
в Волгограде, инвестиции в проект превышают 1 млрд долл. Также компания начала строительство ГХК, включающего производство минеральных удобрений, сырьем для которых станет природный газ месторождений ЛУКОЙЛа на Северном Каспии. Другой завод по производству удобрений запустила компания ЕвроХим. На предприятии мощностью 1 млн т в год на юго-востоке Бразилии будут производить фосфорные удобрения. В порту Бухта Север РН-Ванкор начала строительство нефтеналивного причала. В Селемджинском районе приступили к строительству первой обогатительной фабрики на 2 млн т угля в год. В Дагестане открылся завод по производству полимерных труб.

Однако от крупных проектов, старта которых ждали в 2024 году, обнадеживающих новостей так и не последовало. Речь о МГП «Сила Сибири-2», «Арктик СПГ-2» и Турецком газовом хабе.

Строительство МГП «Сила Сибири-2» обсуждается уже пять лет, строительство должно было начаться в первом квартале 2024 года, но тормозилось по двум причинам: во-первых, «Газпром» требовал назвать крупных покупателей, что сложно, т.к. последние не спешат переоборудовать котельные на газ, во-вторых, не могут договориться о цене газа с Китаем. В августе стало известно, что проект не будет реализован до 2028 года, так как Монголия исключила газопровод из плана развития страны.

С «Арктик СПГ-2» ситуация неоднозначная. В феврале Новатэк подтвердил получение первой партии сжиженного газа в декабре, на момент публикации такой информации нет. Но есть информация (не подтвержденная компанией), что первая партия (а за ней еще несколько) была уже отгружена летом.

Третье большое ожидание года – турецкий газовый хаб. Власти Турции обещали начать торги газом на своей территории в конце 2023 года, затем перенесли дату начала продаж на 2024 год, а в конце года Минэнерго Турции подтвердило (в очередной раз) создание газового хаба в 2025 году. ●



ГОСДУМА ПРЕДЛАГАЕТ СТИМУЛИРОВАТЬ СПРОС НА РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Анастасия Хасанова

Комитет Государственной Думы по энергетике предложил правительству создать долгосрочные программы, которые гарантировали бы спрос на российское оборудование в области энергетического машиностроения. Председатель Комитета Н. Шульгинов отметил, что в отрасли наблюдается сильная зависимость от импорта, особенно в отношении парогазовых и паросиловых установок, электросетевого и трансформаторного оборудования. Однако в ближайшее время ожидается рост спроса на отечественное оборудование в связи с планируемыми отборами мощностей в рамках программы КОММОД и ДГМ ВИЭ 2.0, а также с запуском нацпроекта «Новые атомные и энергетические технологии». По прогнозам, рост спроса на электроэнергию может превысить изначально заложенные показатели в проекте Энергостратегии-2050, что требует пересмотра планов модернизации и ввода новых мощностей в сфере электроэнергетики.

В течение следующих пяти лет планируется введение в эксплуатацию около 50–60 газовых турбин общей мощностью 7 ГВт, а с 2031 по 2042 г. – 14,3 ГВт тепловых электростанций на газовом топливе.

В производстве российских газовых турбин наблюдается позитивная динамика. На основе ГТД-110М была введена в эксплуатацию ТЭС «Ударная», разрабатывается образец турбины ГТЭ-65, «Силовые машины» планируют реализовать проект турбины мощностью 200 МВт.

Говоря о проблемных областях, выделили производство оборудования для передачи постоянного тока, включая трансформаторы. Стратегии по объединению энергосистем потребуют значительных объемов подобного оборудования, которое будет поставляться в т.ч. через программы локализации.

Под воздействием текущих санкций Минпромторг организовал работу по импортозамещению критически важной продукции, утвердил план мероприятий по импортозамещению в электротехнической и кабельной отраслях. В настоящее время более 80% всех поставок энергетического оборудования на российском рынке составляют отечественные изделия. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

США ввели санкции против российской финансовой системы, в частности против Газпромбанка, через который проходят платежи от покупателей российского трубопроводного газа в странах ЕС. Как внесение Газпромбанка в SDN List скажется на газовом рынке?

Как повлияют американские санкции, введенные против российских банков, на газовый рынок?

14%

Расчеты за поставки российского газа, а значит, и экспорт в Европу, будут остановлены

31%

Платежи за газ будут переводить через другие банки

7%

Европейские потребители рассчитываются в евро, а санкции ограничивают расчеты только в долларах

29%

В расчетах перейдут на другую валюту

16%

Изменение схемы оплаты и переход на другую валюту в расчетах спровоцирует рост цен на газ в Европе

3%

Газпром уйдет с европейского рынка, его заменят поставщики из Китая

В ходе 29-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата было заключено соглашение, согласно которому Евросоюз и еще 25 стран обязались не строить новые угольные электростанции

Изменит ли климатическую ситуацию соблюдение обязательств в рамках COP29?

21%

Да, это серьезный шаг на пути к безуглеродной энергетике

19%

Нет, соглашение подписали страны, которые давно отказались от использования угля

21%

Да, пресечь рост угольной энергетики можно только путем коллективных обязательств

32%

Нет, крупнейшие мировые потребители угля, Китай, Индия и США, не подписали документ

7%

Нет, в ближайшей перспективе ситуация не изменится, т.к. развивающиеся страны еще долго не смогут перейти на «чистые» источники энергии

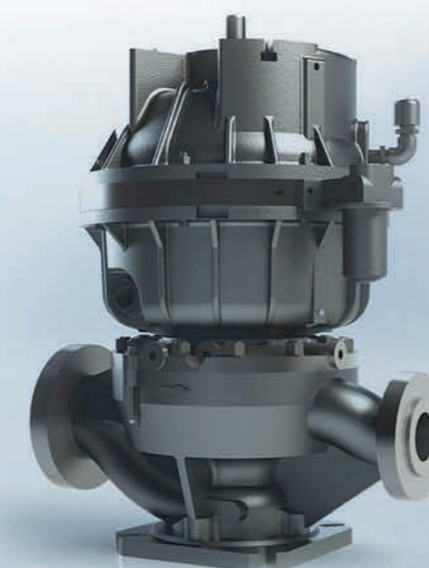


ВАРТЕЕС LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °С
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

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

Второй ветка ВСМ
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дочли руки до Арктики
Северный поток достроили

ГРП на Чукотке

В 2025 г. на Чукотке начнутся геолого-разведочные работы на 16 перспективных участках недр для воспроизводства минерально-сырьевой базы полезных ископаемых. ГРП будут осуществляться в рамках программы геологического изучения недр на территории ДФО.

В августе 2024 г. губернатор округа сообщил, что региону потребуется дофинансирование в размере около 6,3 млрд руб. для разработки перспективных месторождений. Геологическая изученность Чукотки составляет примерно 35%. Однако при условии получения финансовой поддержки эта цифра может вырасти до 85%. Ожидается, что в течение следующих трех лет на эти цели будет направлено около 41 млрд руб. Осенью 2023 г. Минприроды РФ представило программу геологического изучения Дальнего Востока, в рамках которой планировалось открытие порядка 1 тыс. месторождений.

Электростанции на ВИЭ в Хабаровском крае

Гибридные установки, которые работают на энергии солнца и ветра, планируют разместить в отдаленных поселениях

Организация по атомной энергии Ирана намерена ввести в эксплуатацию на ядерных объектах в Натанзе и Фордо усовершенствованные центрифуги по обогащению урана в качестве ответной реакции на антииранскую резолюцию, принятую МАГАТЭ. В документе подчеркивается, что подобные меры направлены на защиту национальных интересов Ирана и будущее развитие мирной ядерной программы

Хабаровского края, ими заменят устаревшие дизельные электростанции. Реализация проекта начнется в 2025 г. Гибридные электростанции будут сочетать элементы ветряных, солнечных и дизельных электростанций, дизельная часть будет использоваться как аварийный источник электроэнергии. Такие установки потребляют меньше топлива и более экологичны. Всего в планах построить установки в 23 населенных пунктах. Оборудование будет изготовлено на российских заводах, часть комплектующих доставят из дружественных стран. Похожие объекты уже есть на Камчатке, Сахалине, в Якутии, Ханты-Мансийском автономном округе, Красноярском крае. Стоимость каждого объекта оценивается примерно в 150–170 млн руб.

Регазификационный комплекс СПГ на Камчатке

На Камчатке началось строительство регазификационного комплекса СПГ, расположенного в бухте Раковая Авачинской губы. Проект реализуется по схеме, согласно которой Газпром будет поставлять СПГ потребителям Камчатского края с проекта Сахалин-2, НОВАТЭК построит морской регазификационный терминал и два танкера-челнока для доставки газа, региональные и федеральные власти – построят береговую и причальную инфраструктуру, а также осуществят необходимые регуляторные изменения, в т.ч. определят оптовую цену на регазифицированный газ и источники компенсации разницы с рыночной ценой. Проект позволит обеспечить поставки СПГ в объеме до 446 тыс. т (620 млн м³ природного газа) ежегодно, а также улучшить экологическую обстановку в регионе. С переводом мазутных и угольных котельных на газ выброс вредных веществ в атмосферу снизится в 1,5–2 раза. Завершить строительство планируют к концу 2026 г.

Россия в сентябре 2024 г. впервые с мая 2022 г. вернула себе статус основного поставщика природного газа в ЕС в денежном выражении. В сентябре компании из стран ЕС купили у России газа на 1,4 млрд евро, примерно 40% в поставках приходится на СПГ. Лидерами по импорту российского газа стали Франция, Бельгия и Нидерланды, в совокупности потратившие на закупки российского газа 439,7 млн евро

Первая газовая котельная в Благовещенске

Дальневосточная генерирующая компания запустила первую газовую котельную в г. Благовещенске. В ноябре энергетики Амурских тепловых сетей начали процесс подключения более 40 многоквартирных домов к новому источнику теплоснабжения. Ранее эти здания получали тепло от угольных котельных. В ближайшем будущем планируется вывести из эксплуатации еще одну угольную котельную и подключить ее потребителей к новому объекту.

Газовая котельная, имеющая значительный потенциал замены шести устаревших угольных станций, обеспечит повышение надежности теплоснабжения и снизит выбросы вредных веществ в атмосферу. Природный газ, на котором работает котельная, поступает по МГП Сила Сибири. Пусконаладочные работы запланировано провести до конца декабря 2024 г.

Порт Лавна в Мурманской области

Морской порт Лавна на западном берегу Кольского залива в Мурманской области начнет

Катарская государственная компания QatarEnergy начала строительство крупнейшего в мире предприятия по производству голубого аммиака в Месаиде. Завод состоит из установки по производству аммиака мощностью 1,2 млн т в год и установки для закачки и хранения CO₂ мощностью 1,5 млн т в год. Энергия будет обеспечиваться от солнечной электростанции в объеме, превышающем 354 МВт

Управление по минеральным ресурсам и нефти Монголии и китайская компания Mongolia Foison Energy заключили соглашение о разделе продукции, согласно которому последняя инвестирует 49,7 млн долл. в геолого-разведочные работы на нефтяном блоке Хэрлэнтохой XXVIII. ГРП необходимы для пополнения запасов углеводородов, предназначенных для строящегося на территории сомона Алтанширээт НПЗ

работать до конца 2024 г. Незамерзающий глубоководный порт Лавна – один из якорных проектов Мурманского транспортного узла, после завершения строительства сможет принимать 18 млн т угля в год. Строительство порта и железнодорожных подходов к нему началось в 2018 г. В 2020 г., на фоне падения цен на уголь, контракт на строительство железнодорожной ветки был разорван. В декабре 2022 г. было подписано распоряжение правительства о выделении 37,7 млрд руб. на завершение строительства. Сегодня Мурманский транспортный узел входит в число крупных инвестиционных проектов, реализуемых в регионе. Он предусматривает создание транспортной инфраструктуры на западном берегу Кольского залива, в т.ч. угольного и нефтяного терминалов.

Производство технической серы в Салавате

На нефтеперерабатывающем заводе компании Газпром нефтехим Салават ввели в эксплуатацию новую установку производства технической серы. Объем инвестиций в проект составляет 13,8 млрд рублей. Проект реализовали в рамках четырехстороннего соглашения о взаимодействии по сокращению загрязняющих выбросов в атмосферу. Документ подписали в мае 2023 г. Соглашение было заключено между компанией Газпром нефтехим Салават, Минэкологии РФ, Росприроднадзором и правительством Башкортостана. Это один из флагманских инвестиционных проектов республики, более 90% комплектующих российского производства. Новая установка ввиду повышения конверсии сероводорода с 96 до 99,2% поможет снизить выбросы в атмосферу на 4,67 тыс. т в год, общий валовой выброс сократится на 11%, а выбросы диоксида серы – на 30%. В результате переработки сероводородсодержащего газа будет получен востребованный рыночный продукт – техническая сера. ●

До **76** долл.

подорожает нефть Brent в 2025 г., согласно прогнозам Goldman Sachs



60 газовых турбин

разной мощности построят в России до конца десятилетия



Свыше **100** млн т нефти

планирует добывать Казахстан с 2026 г.



На **8,2** %

до **10,577** млрд м³, Норвегия нарастила добычу природного газа в октябре 2024 г.



540,7

долл. за 1000 м³ составила цена декабрьских газовых фьючерсов



На **27** %

Китай увеличил импорт СПГ в сентябре 2024 г.



112 млн долл.

получит ДТЭК для восстановления энергетики Украины



Геологоразведка на **16** участках недр

начнется на Чукотке в 2025 г.



Китайская Mongolia Foison Energy вложит

49,7 млн долл. США

в 8-летнюю программу ГРП в Монголии



До **4,5** трлн руб.

вырастут инвестиции в нефтедобычу в России к 2050 г.



На **8,2** %

сократилась добыча угля в Кемеровской области в 2024 году



18 млн т

может превысить экспорт мазута из Ирака в 2024 г.



На **60** тыс. барр. в день

Иран увеличивает добычу нефти



На **36,7** %, до **834** млрд руб.,

может сократиться инвестпрограмма РЖД в 2025 г.



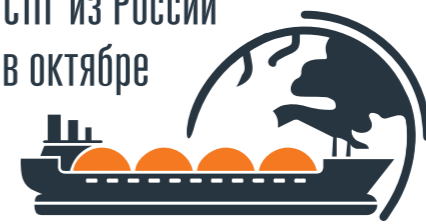
До **20** %

Япония намерена довести долю АЭС в энергобалансе страны к 2030 г.



На **8,9** %

Япония нарастила импорт СПГ из России в октябре



На **18** %

Молдавия увеличила закупки газа за 9 месяцев 2024 г.



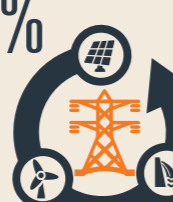
До **29,2** млн т

Азербайджан сократит добычу нефти по итогам года



До **20** %

предприятие ЛУКОЙЛа увеличит долю ВИЭ в объеме потребляемой энергии



ТРАНСПОРТИРОВКА ИСКУССТВЕННЫХ СМЕСЕЙ:

анализ методов

В РАБОТЕ БЫЛИ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕКАЧКИ ИСКУССТВЕННЫХ СМЕСЕЙ – ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ С РАЗБАВИТЕЛЯМИ, ПРИВЕДЕНЫ МЕТОДИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРАНСПОРТА СМЕСЕЙ, РАССМОТРЕНЫ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ РАЗБАВИТЕЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

THE WORK EXAMINED THE MAIN METHODS OF PUMPING ARTIFICIAL MIXTURES: HIGH-VISCOSITY SOLIDIFYING OILS WITH DILUENTS, PRESENTED METHODS FOR HYDRAULIC CALCULATION OF TRANSPORT OF MIXTURES, AND CONSIDERED APPROACHES TO ASSESSING THE INFLUENCE OF A DILUENT ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL

Ключевые слова: искусственная смесь, перекачка нефти с разбавителем, реологические свойства.

Резанов Константин Сергеевич

аспирант факультета проектирования сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ванчугов Иван Михайлович

аспирант факультета проектирования сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Шестаков Роман Алексеевич

доцент кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

С каждым годом количество традиционных запасов нефти истощается, а их качество ухудшается, что в первую очередь связано с высокой степенью выработанности месторождений и высокой обводненностью добываемой продукции. Данный факт ставит для современной российской промышленности новые задачи по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов, добыча которых при существующих технологиях не всегда рентабельна, а транспортировка затруднительна. Присущие высоковязким нефтям (ВВН) свойства – высокая вязкость и содержание тяжелых фракций, – затрудняют процесс как эксплуатации месторождений, так и транспортировки продукции до конечного потребителя. Рост количества запасов ВВН побуждает к разработке и внедрению инновационных методов

УДК 621.6

транспортировки, в каковом можно отнести перекачку высоковязких нефтей в смеси с углеводородными разбавителями. Введение в парафинистую нефть углеводородного разбавителя позволяет в некоторых случаях добиться значительного улучшения ее реологических свойств. В качестве разбавителей целесообразнее всего использовать маловязкие нефти. Если в одном районе добываются парафинистые и маловязкие нефти, то целесообразно смешивать их на головных сооружениях нефтепровода и совместно транспортировать.

Также заметим, что определение «искусственная смесь» в указанных далее автором работах называется чаще как «перекачка с разбавителем».

Причины и опыт внедрения разбавителей при перекачке ВВН

Перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти с разбавителями является одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей. В качестве углеводородных разбавителей используют газовый конденсат и маловязкие нефти.

При разбавлении вязкой нефти увеличивается объем перекачиваемой жидкости, но вязкость смеси уменьшается. Это обстоятельство позволяет решать различные оптимизационные задачи. В результате использования разбавителя может быть увеличена загрузка нефтепровода, перекачано дополнительное количество вязкой нефти, минимизирован расход электроэнергии и т.д. Смешение высокопарафинистых нефтей с маловязкими позволяет не только удешевить перекачку, но и эффективнее использовать добываемые нефти. Смешивая нефти в разных соотношениях, можно получить нефтяные смеси

заранее определенного состава, что позволит стабилизировать работу нефтепровода и установок нефтеперерабатывающих заводов. Кроме того, смешение нефтей позволяет иногда значительно улучшить их качество. Так, например, смешение высокопарафинистых, но малосернистых нефтей с малопарафинистыми, но высокосернистыми нефтями дает возможность получить смесь с умеренным содержанием парафина и серы. Примером этому может служить высокопарафинистая мангышлакская нефть, которая с п-ова Мангышлак перекачивается в подогретом состоянии в район г. Куйбышева, где часть ее перерабатывается, а часть смешивается с маловязкими сернистыми нефтями Поволжья и поступает в систему нефтепровода «Дружба».

В качестве маловязкого разбавителя также используются газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженные газы (при условии, что давление насыщенных паров смеси по Рейду будет ниже 66 000 Па). Так, в Канаде по нефтепроводу Ллойдминстер – Хардисти длиной 116 км и диаметром 200 мм перекачивается высоковязкая нефть с добавлением 22,5% газового конденсата. В США из 262,8 тыс. м³, перекачиваемых в сутки по Трансаяскинскому нефтепроводу (L = 1287 км, D = 1219 мм), 14,3 тыс. м³ приходится на газовый конденсат с месторождений Прадхо Бей и Купарук. Перекачка смесей разнообразных нефтей со сжиженными газами, газовым бензином и дистиллятами осуществляется в США по трубопроводу длиной 1080 км и диаметром 300 мм.

Механизм действия углеводородного разбавителя можно объяснить следующим образом. Во-первых, при добавлении разбавителя к парафинистой нефти уменьшается концентрация парафина в смеси за счет его растворения легкими фракциями и понижается температура насыщения раствора и появления кристаллов парафина. Следовательно, снижается температура застывания системы. Во-вторых, при использовании в качестве разбавителей маловязких нефтей, содержащих асфальтосмолистые вещества, последние препятствуют образованию парафиновой структурной решетки в нефти за счет адсорбции на поверхности кристаллов парафина, препятствуя образованию прочной структурной решетки и тем самым снижая температуру застывания и эффективную вязкость смеси. Следует иметь в виду, что растворимость парафина в большой степени зависит от свойств разбавителя. Как правило, чем меньше плотность и вязкость разбавителя, тем эффективнее его действие. Кроме того, чем ниже температура смеси, тем лучше реологические свойства парафинистой нефти при добавлении разбавителя.

Первые в нашей стране опыты по перекачке нефтей с разбавителями были проведены А.Н. Сахановым и А.А. Кашеевым в 1926 г. В этих опытах высокозастывающую нефть смешивали с керосиновым дистиллятом и перекачивали по трубопроводу. Полученные результаты были настолько хороши, что использовались при проектировании нефтепровода Грозный – Черное море. В дальнейшем исследованием вопросов перекачки высоковязких нефтей с разбавителями занимались Л.С. Абрамзон, Э.М. Блейхер, В.Е. Губин, Р.Г. Исхаков, В.А. Буликов, Л.С. Маслов, Ю.А. Сковородников, Ю.В. Скрипников, В.Н. Степанюгин, П.И. Тугунов, В.А. Юфин и др.

Общие подходы к оценке изменения гидравлических параметров при разбавлении ВВН маловязкой нефтью/конденсатом

Транспортировка искусственной смеси появилась еще в прошлом столетии, и за это время появилось достаточно информации о взаимодействии разбавителя с ВВН. Наиболее полно одним из первых документов, в которых консолидированы знания данной области, является «Методика выбора оптимальной технологии перекачки вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов с разбавителем» РД 39-30-996-84. Методика разработана коллективом авторов Всесоюзного научно-исследовательского института по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (Р.Г. Исхаков) и Уфимского нефтяного института (Л.С. Абрамзон, П.И. Тугунов) [6].

С момента выпуска прошло уже достаточно времени, было написано множество трудов по теме транспортировки искусственных смесей, поэтому РД 39-30-996-84 в данной работе освещается не в полной мере, так как она послужила основой разработанных современных методик расчета, о которых пойдет речь далее.

Важным вопросом является разработка математической модели, которая будет описывать влияние разбавителя в первую очередь на физические характеристики смеси, что будет непосредственно отражаться на гидравлическом расчете нефтепровода. Добавление маловязкого углеводородного разбавителя изменяет следующие параметры высоковязкой нефти [3]:

- плотность ρ ;
- кинематическую вязкость ν ;
- давление насыщенных паров $p_{упр}$.

Объемная концентрация разбавителя c – отношение объема разбавителя к общему объему смеси [3–5]:

$$c = \frac{V_p}{V_n + V_p}, \quad (1)$$

где V_p – объем маловязкого углеводородного разбавителя (м³); V_n – объем высоковязкой нефти (м³).

Если разбавитель вводится непосредственно в нефтепровод:

$$c = \frac{Q_p}{Q_n + Q_p}, \quad (2)$$

где Q_p – объемный расход маловязкого углеводородного разбавителя (м³/с); Q_n – объемный расход высоковязкой нефти (м³/с).

Введем понятие относительной концентрации разбавителя по расходу X :

$$X = \frac{Q_p}{Q_n}, \quad (3)$$

Тогда объемная концентрация разбавителя c равна:

$$c = \frac{X}{1 + X}, \quad (4)$$

Согласно источнику [4], для определения вязкости смеси нефти с разбавителями весьма удобна формула М.М. Кусакова:

$$v_{cm} = v_n \cdot e^{-ak}, \quad (5)$$

где a – коэффициент, определяемый в результате лабораторных исследований свойств смесей нефти с разбавителем;
 k – его концентрация.

Иначе вышеуказанную формулу можно переписать в виде согласно [5]:

$$v_{pn} = v_n e^{-k \ln(\frac{v_n}{v_p})}, \quad (6)$$

Также в источнике [3] указана другая форма записи уравнения для вязкости разбавленной нефти v_{pn} связана с вязкостями компонентов формулой Кусакова:

$$v_{pn} = v_n \left(\frac{v_n}{v_p} \right)^{\frac{-X}{1+X}}, \quad (7)$$

где v_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти (m^2/c или Ст);

v_p – кинематическая вязкость маловязкого углеводородного разбавителя (m^2/c или Ст).

Если кинематическая вязкость разбавленной нефти зависит не только от концентрации маловязкого углеводородного разбавителя, но и от температуры, то можно использовать формулу [3]:

$$v_{pn} = v_{pn1} e^{-a_{pn}(T-T_1)}, \quad (8)$$

где v_{pn1} – известное значение кинематической вязкости разбавленной нефти (m^2/c или Ст) при некоторой температуре T_1 ;

a_{pn} – коэффициент термовязкограммы разбавленной нефти ($1/K$ или $1/^\circ C$) [3]:

$$a_{pn} = \frac{a_n + a_p X}{1 + X}, \quad (9)$$

T_1 – известная температура (К или $^\circ C$), при которой определяется кинематическая вязкость разбавленной нефти v_{pn1} .

Плотность разбавленной нефти ρ_{pn} (kg/m^3) определяется по следующей формуле [3]:

$$\rho_{pn} = \frac{\rho_n + \rho_p X}{1 + X}, \quad (10)$$

где ρ_n – плотность высоковязкой нефти (kg/m^3);

ρ_p – плотность маловязкого углеводородного разбавителя (kg/m^3).

Давление насыщенных паров разбавленной нефти $p_{упр, pn}$ (Па) определяется через соответствующие параметры высоковязкой нефти и маловязкого углеводородного разбавителя [3]:

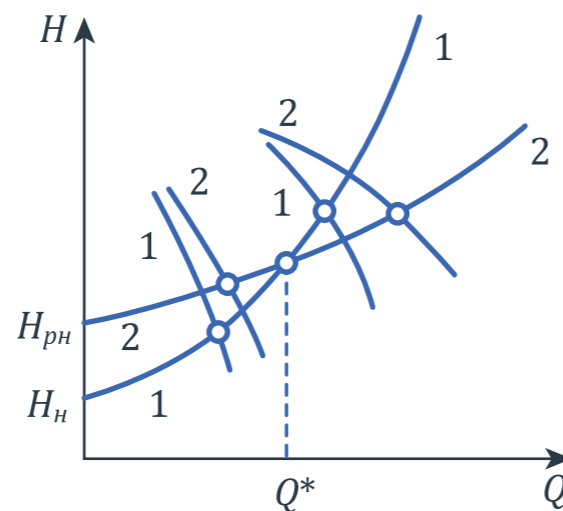
$$p_{упр, pn} = p_{упр, n} \frac{\rho_n}{\rho_n + \rho_p X} + p_{упр, p} \frac{\rho_p X}{\rho_n + \rho_p X}, \quad (11)$$

где $p_{упр, n}$ – давление насыщенных паров высоковязкой нефти (Па);

$p_{упр, p}$ – давление насыщенных паров разбавителя (Па).

Обстоятельство и различие вязкостей приводит к заметному различию совмещенных характеристик (рис. 1). Видно, что гидравлические характеристики трубопровода пересекаются в некоторой точке, которой соответствует расход смеси Q^* . Для расходов меньше значения Q^* , напор при перекачке разбавленной нефти будет больше, чем при перекачке исходной нефти из-за большего подпора, необходимого при перекачке

РИСУНОК 1. Совмещенные (Q – H) – характеристики участка трубопровода и перекачивающей станции: 1 – для исходной нефти; 2 – для разбавленной нефти



смеси. Для $Q > Q^*$ наоборот – напор при перекачке разбавленной нефти всегда будет меньше напора при перекачке исходной нефти.

Потери напора H_n при перекачке вязкой нефти равны [4]:

$$H_n = \beta \cdot \frac{Q_n^{2-m} \cdot v_n^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (12)$$

где Q_n – расход вязкой нефти (m^3/c);

β – числовой коэффициент, величина которого определяется в зависимости от режима течения высоковязкой нефти в трубопроводе (c^2/m);

v_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти (m^2/c);

L – длина участка нефтепровода (м);

D – внутренний диаметр нефтепровода (м);

m – показатель режима течения высоковязкой нефти, определяемый с помощью числа Рейнольдса (безразмерная величина).

Аналогично для разбавленной нефти:

$$H_{cm} = \beta \cdot \frac{Q_{cm}^{2-m} \cdot v_{cm}^m \cdot L}{D^{5-m}}, \quad (13)$$

Если наложить условие, что $H_{cm} = H_n$, то в трубопроводе устанавливается расход [4]:

$$Q_{cm} = Q_n \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (14)$$

то есть в $e^{\frac{amk}{2-m}}$ раз больше.

Расход смеси Q_{cm} складывается из нового расхода высоковязкой нефти Q_n и расхода разбавителя Q_p , т.е.:

$$Q_{cm} = Q_n + Q_p, \quad (15)$$

Поделив обе половины данного уравнения на Q_{cm} и принимая во внимание, что по определению $Q_p/Q_{cm} = K$, получим:

$$Q_{cm} = \frac{Q_n}{1-K}. \quad (16)$$

Решая совместно (6) и (5), находим новый расход нефти в трубопроводе после ее разбавления:

$$Q_n' = Q_n \cdot (1-K) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}, \quad (17)$$

т.е. расход нефти изменяется в $(1-K) \cdot e^{\frac{amk}{2-m}}$ раз [4].

Чтобы разбавлением добиться увеличения производительности трубопровода по нефти должно выполняться условие:

$$a) \frac{2-m}{m \cdot K} \cdot |\ln(1-K)|. \quad (18)$$

При ламинарном режиме перекачки увеличение производительности составит $(1-K)e^{ak}$, а при турбулентном ($m = 0,25$) – $(1-K) \cdot e^{0,143ak}$. То есть при ламинарном режиме перекачки эффект увеличения производительности (если он есть) выше в число раз:

$$\frac{(1-K) \cdot e^{ak}}{(1-K) \cdot e^{0,143ak}} = e^{0,857ak}. \quad (19)$$

Если необходимости в увеличении производительности трубопровода по нефти нет $Q_n' = Q_n$, то с помощью разбавления можно уменьшить потери напора на трение.

Подставляя в формулу Лейбензона параметры смеси, будем иметь [4]:

$$H_{cm} = \beta \cdot \left(\frac{Q_n}{1-K} \right)^{2-m} \cdot \frac{v_n^m \cdot e^{-amk} \cdot L}{D^{5-m}} = H_n \cdot \frac{e^{amk}}{(1-K)^{2-m}}. \quad (20)$$

Таким образом, при разбавлении высоковязкой нефти потери напора на трение уменьшаются в $e^{amk}/(1-K)^{2-m}$ раз. Максимальный эффект будет иметь место при ламинарном режиме перекачки. Чем более развит турбулентный режим, тем снижение потерь напора меньше.

Теоретически возможен случай, когда $m = 0$ и положительный эффект от разбавления отсутствует. Однако высоковязкие нефти в зоне квадратичного трения турбулентного режима не перекачиваются.

Гидравлические характеристики транспортировки высоковязкой нефти с разбавителем

Процесс перекачки высоковязкой нефти с разбавителем достаточно полно описан в работах авторов [3, 5]. Потери напора на трение при перекачке высоковязкой нефти в смеси с маловязким углеводородным разбавителем можно определить с помощью формулы Лейбензона [5]:

$$h_{\tau} = h_{\tau n} \cdot (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})}, \quad (21)$$

где v_n – кинематическая вязкость высоковязкой нефти (m^2/c или Ст);

v_p – кинематическая вязкость маловязкого углеводородного разбавителя (m^2/c или Ст);

$h_{\tau, n}$ – потери напора на трение, определяемые через параметры высоковязкой нефти (м):

$$h_{\tau n} = \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L}{d^{5-m}}, \quad (22)$$

или:

$$h_{\tau} = \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L}{d^{5-m}} (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})}, \quad (23)$$

где m – показатель режима течения высоковязкой нефти с разбавителем, определяемый с помощью числа Рейнольдса (безразмерная величина).

При добавлении разбавителя вязкость и плотность разбавленной нефти уменьшаются. Это приводит к эффективной перекачке высоковязкой нефти.

Основная задача, решаемая при гидравлическом расчете перекачки ВВН в смеси с МУР, – определение необходимой относительной концентрации разбавителя X , обеспечивающей перекачку заданного объема ВВН Q_n .

Уравнение для гидравлической характеристики трубопровода при перекачке разбавленной нефти имеет вид [5]:

$$H_p = \beta \frac{(Q_n + Q_p)^{2-m} v_{pn}^m}{D^{5-m}} \cdot L + \Delta z + H_{pk} \quad (24)$$

$$= \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})}}{D^{5-m}} + \Delta z + H_{pk}$$

где $\Delta z = z_k - z_n$ – разность геодезических высот конца и начала участка нефтепровода, м;

z_k – геодезическая высота конца участка нефтепровода, м;

z_n – геодезическая высота начала участка нефтепровода, м;

H_{pk} – полный напор в конце трубопровода, определяемый:

$$H_{pk} = \frac{P_k}{\rho_{pn} g}, \quad (25)$$

где P_k – давление в трубопроводе в конце участка (Па).

Для начала участка напор будет находиться как:

$$H_p = \frac{P_o}{\rho_{pn} g}, \quad (26)$$

где P_o – давление в трубопроводе в начале участка (Па).

Гидравлическая характеристика насосных агрегатов будет выглядеть [5]:

$$H_p = a - b(X) Q_n^{2-m} (1+X)^{2-m}, \quad (27)$$

где a, b – аппроксимационные коэффициенты (Q–H) – характеристики насоса (соответственно в м и в ch^2/m^5);

Q_n – расход вязкой нефти (m^3/c).

Если задан расход нефти, то уравнение баланса напоров служит для определения значения X и, следовательно, количества разбавителя [5]:

$$\frac{h_a}{\rho_{кав}} + a - b(X) Q_n^{2-m} (1+X)^{2-m} = \beta \frac{(Q_n)^{2-m} v_n^m L}{d^{5-m}} (1+X)^{2-m} e^{-cm \ln(\frac{v_n}{v_p})} + \Delta z + H_{pk}$$

где $h_a/\rho_{кав}$ – антикавитационный запас магистральных насосов (м), определяемое как:

$$h_a/\rho_{кав} = \frac{p_{упр, pn}}{\rho_{pn} g}, \quad (29)$$

Определив значение X , суммарный расход Q нефти и разбавителя можно найти по формуле:

$$Q = Q_n (1+X) \quad (30)$$

После этого с помощью уравнения для гидравлической характеристики перекачивающей станции (выражение слева в (28)) можно найти напор в начале трубопровода, который не должен превышать предельно допустимого значения [5].

Затем с помощью уравнения для гидравлической характеристики рассматриваемого участка трубопровода (24) следует найти напор в конце участка и убедиться, что выполняется условие (29). Если указанные ограничения выполняются, то объем разбавителя выбран правильно и заданный расход нефти можно перекачать по рассматриваемому участку нефтепровода.

Проектирование трубопроводов для транспортировки ВВН с разбавителем

Определение количества насосных станций при проектировании участка нефтепровода, осуществляющего перекачку ВВН с разбавителем должно находиться по формуле [4]:

$$n = \frac{h \frac{e^{-amk}}{(1-k)^{2-m}} + \Delta z + n_{\Sigma}(H_{кп} - H_2)}{H_{стсм}}, \quad (31)$$

где $H_{стсм}$ – напор станции при перекачке смеси (с учетом пересчета характеристик насосов).

Выбор типа насосов при заданной концентрации разбавителя производится в соответствии с неравенством [4]:

$$0,8K_Q Q_{ном} \leq Q_{чсм} \leq 1,2K_Q Q_{ном}, \quad (32)$$

где K_Q – коэффициент пересчета подачи насоса при перекачке нефти с разбавителем.

При перекачке высоковязкой нефти с разбавителем на головной насосной станции должны быть резервуары для его хранения. Если объем резервуарного парка для высоковязкой нефти на головной НС равен $(2...3) \cdot V_{сут}$, то дополнительный объем резервуаров для хранения разбавителя:

$$V_{доп} = (2...3)kV_{сут}. \quad (33)$$

Мощность, потребляемая при перекачке смеси, составляет:

$$N_{\Sigma} = \frac{\rho_{см} g Q_{см} H_{см}}{\eta_{см}}, \quad (34)$$

где $\eta_{см}$ – к.п.д. насосных агрегатов при их работе на смеси.

Заключение

Перекачка искусственных смесей (иначе – перекачка с разбавителем) подразумевает под собой транспортировку высоковязких нефтей в смеси с разбавителем. Под разбавителем понимается любой агент (маловязкая жидкость, депрессатор и др.), введение которого в перекачиваемую нефть (нефтепродукт) приводит к уменьшению ее вязкости.

Перекачка с разбавителем является одним из способов перекачки вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов, повышающих надежность и эффективность транспортировки их по магистральным трубопроводам. Как правило, перекачка с разбавителем преимущественно может быть использована в следующих условиях:

- при наличии эффективного и дешевого разбавителя;
- при невозможности или затрудненности использования других способов перекачки вязких и застывающих нефтей или нефтепродуктов (например, в районах с вечномерзлыми и болотистыми грунтами нецелесообразна перекачка с подогревом);
- при подаче вязких и застывающих нефтей в трубопроводные системы с ограничениями на реологические свойства перекачиваемых нефтей и нефтепродуктов;
- при наличии разветвленной сети магистральных нефте- и продуктопроводов, позволяющей рационализировать общую схему грузопотоков.

Перекачка с разбавителем может применяться в комбинации с другими способами улучшения транспортабельных свойств вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов.

В зависимости от условий эксплуатации каждого конкретного трубопровода с помощью разбавителя могут быть достигнуты следующие цели:

- доведение вязкости смеси до необходимой по условиям эксплуатации величины;
- минимизация давления, потребного для перекачки заданного количества вязкой нефти или нефтепродукта;
- максимизация количества перекачиваемой по трубопроводу вязкой нефти (нефтепродукта) при заданном допустимом давлении;
- минимизация затрат мощности на перекачку заданного количества вязкой нефти или нефтепродукта.

Математический аппарат, позволяющий с высокой точностью описать поведение смеси, а также определить необходимую концентрацию разбавителя, за последние годы активно развился благодаря опыту эксплуатации трубопроводов, осуществляющих перекачку искусственных смесей. Необходимые уравнения (например, баланса напоров) записаны в корректном виде, учитывающем все изменения гидравлических параметров при добавлении разбавителя. ●

Литература

1. Развитие мировой системы нефтепроводного транспорта / Бахтизин Р.Н. [и др.] – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2018. – 604 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
3. Васильковский, В. В. Специальные методы перекачки углеводородов: Учебно-методическое пособие / В. В. Васильковский. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2014. – 55 с.
4. Коршак А.А. Специальные методы перекачки: Конспект лекций / А.А. Коршак. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с.
5. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки дипломированного специалиста 650700 «Нефтегазовое дело». Учебник для вузов: В 2 томах / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак [и др.]. Том 1. – Москва: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. – 407 с.
6. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002 – 658 с.

KEYWORDS: artificial mixture, pumping oil with a diluent, rheological properties.



Муфты для обсадных и насосно-компрессорных труб НКТ



Муфты для обсадных труб предназначены для соединения обсадных труб, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются по ГОСТ 632-80 с резьбами ОТТМ и ОТТГ, а также BUTTRESS по ТУ 14-ЗР-29-2000.

Специальное предложение для обсадных труб с премиальными соединениями ТМС-(ОТВ 6,5, СРВ1, СРВ2) по ТУ 1327-009-20970456-2015, ТУ 13 0814-100-78691656-2015.

Высокопрочные, высокогерметичные резьбовые соединения нашего производства гарантируют надёжность и безаварийность работы.

Преимущества

- Изготовление муфт с премиальными резьбами собственной разработки
- Изготовление муфт по дополнительным требованиям Заказчика
- Изготовление муфт с различными вариантами покрытий: порошковое, фосфатирование, термодиффузионное цинкование
- Изготовление муфт с любой группой прочности по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, ГОСТ 31446-2017 (аналог API Spec 5CT)

Муфты НКТ предназначены для соединения насосно-компрессорных труб в единую магистраль для транспортировки перекачиваемой среды в нефтяных и газовых скважинах.

В кратчайшее время мы готовы поставить всю номенклатуру муфт по:

- ГОСТ 633-80 муфты для гладких насосно-компрессорных труб
- ГОСТ 633-80 муфты для насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами
- ГОСТ 31446-2017 муфты для насосно-компрессорных труб

РЕКЛАМА

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО НЕФТЕПРОВОДА

ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО НЕФТЕПРОВОДА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПО УПРУГОЙ И НЕЛИНЕЙНОЙ УПРУГОПЛАСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛЯМ. ОПРЕДЕЛЕНА КОЭФФИЦИЕНТЫ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С ДЕФЕКТАМИ

THE ANALYSIS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF WELDED JOINTS OF A LONG-TERM OPERATED OIL PIPELINE WAS PERFORMED BASED ON THE FINITE ELEMENT METHOD USING ELASTIC AND NONLINEAR ELASTIC-PLASTIC MODELS. STRESS CONCENTRATION FACTORS FOR WELDED JOINTS WITH DEFECTS WERE DETERMINED

Ключевые слова: нефтепровод, напряженно-деформированное состояние, сварное соединение, метод конечных элементов, коэффициент концентрации напряжений.

Рафиков Салават Кашфиевич

доцент факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

Шарнина Гульнара Салаватовна

доцент факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

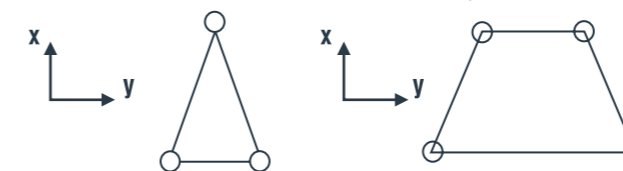
Для определения ресурса безопасной эксплуатации длительно эксплуатируемых нефтепроводов необходимо оценить их напряженно-деформированное состояние (НДС), для чего нужно проанализировать концентрацию напряжений в сварных соединениях и особенности распределения механических характеристик металла по зонам сварных соединений этих нефтепроводов.

Расчетные формулы для определения коэффициентов концентрации напряжений сварных соединений не учитывают всего многообразия и сложности геометрических форм и размеров сварных соединений, поэтому для определения коэффициентов концентрации напряжений таких сварных соединений использовался метод конечных элементов.

С использованием метода конечных элементов проведена оценка НДС сварных соединений длительно

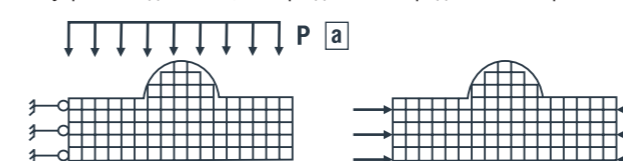
эксплуатируемого нефтепровода, выполненных газопрессовой сваркой (срок эксплуатации нефтепровода – 52 года, марка стали – Ст4сп) по упругой и упругопластической моделям. В работе использован вычислительный комплекс программ ANSYS. При формировании сетки конечных элементов в качестве базового конечного элемента приняты конечные элементы первого порядка – трехузловые и четырехузловые элементы, показанные на рисунке 1.

РИСУНОК 1. Конечные элементы моделей сварных соединений



На рисунке 2 показаны исходные конечно-элементные модели сварного соединения нефтепровода в условном изображении, используемые в качестве расчетной схемы.

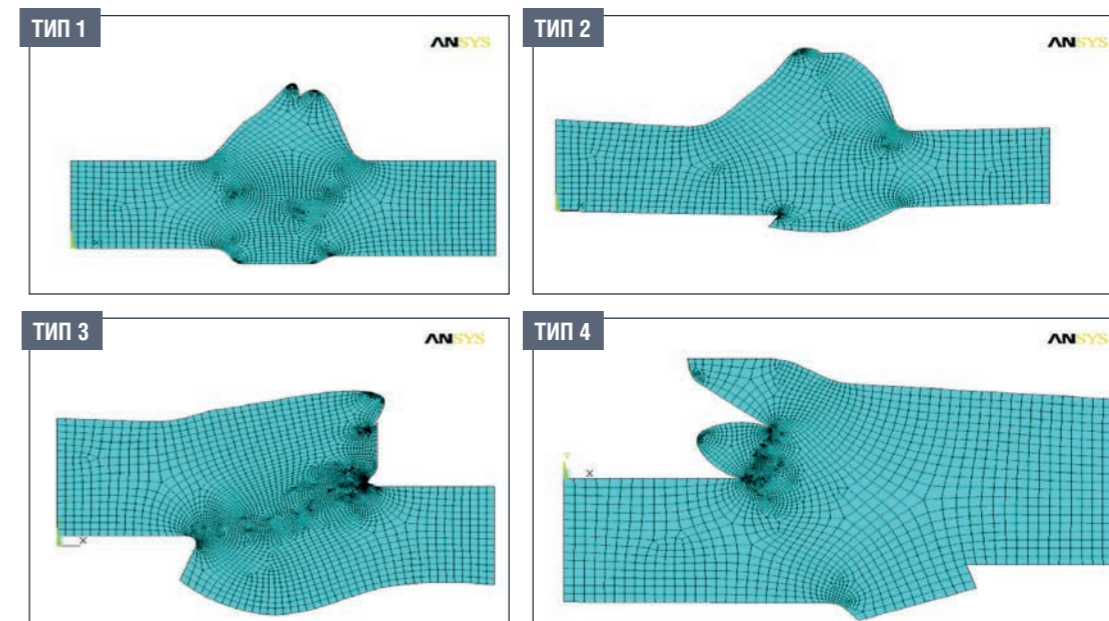
РИСУНОК 2. Конечно-элементная модель: а – при действии внутреннего давления; б – при действии продольных напряжений



Сетка конечных элементов адаптировалась к четырем типам геометрических форм сварных соединений, выполненных газопрессовой сваркой, представленных на рисунке 3. Очертания сварных соединений выбраны на основе анализа данных диагностического обследования действующего нефтепровода внутритручными приборами, детального обследования нефтепровода методами

РИСУНОК 3.

Сетки конечных элементов различных типов геометрических форм сварных соединений, выполненных газопрессовой сваркой



неразрушающего контроля и исследованием катушек, вырезанных при капитальном ремонте. Для исследования выбраны сварные соединения с дефектами в виде усиления и грата (тип 1 и 2), а также сварное соединение с радиальными смещениями кромок и поворотом плоскости сплавления (тип 3) и с радиальными смещениями кромок и острыми углами, образовавшимися при выдавливании металла зоны влияния (тип 4).

Общее уравнение для расчета НДС сварных соединений по упругой модели:

$$\{\sigma\} = [D] \cdot (\{\epsilon\} - \{\epsilon^p\} - \{\epsilon^T\}) \quad (1)$$

где ϵ , ϵ^p , ϵ^T – соответственно общие, пластические и термические деформации;

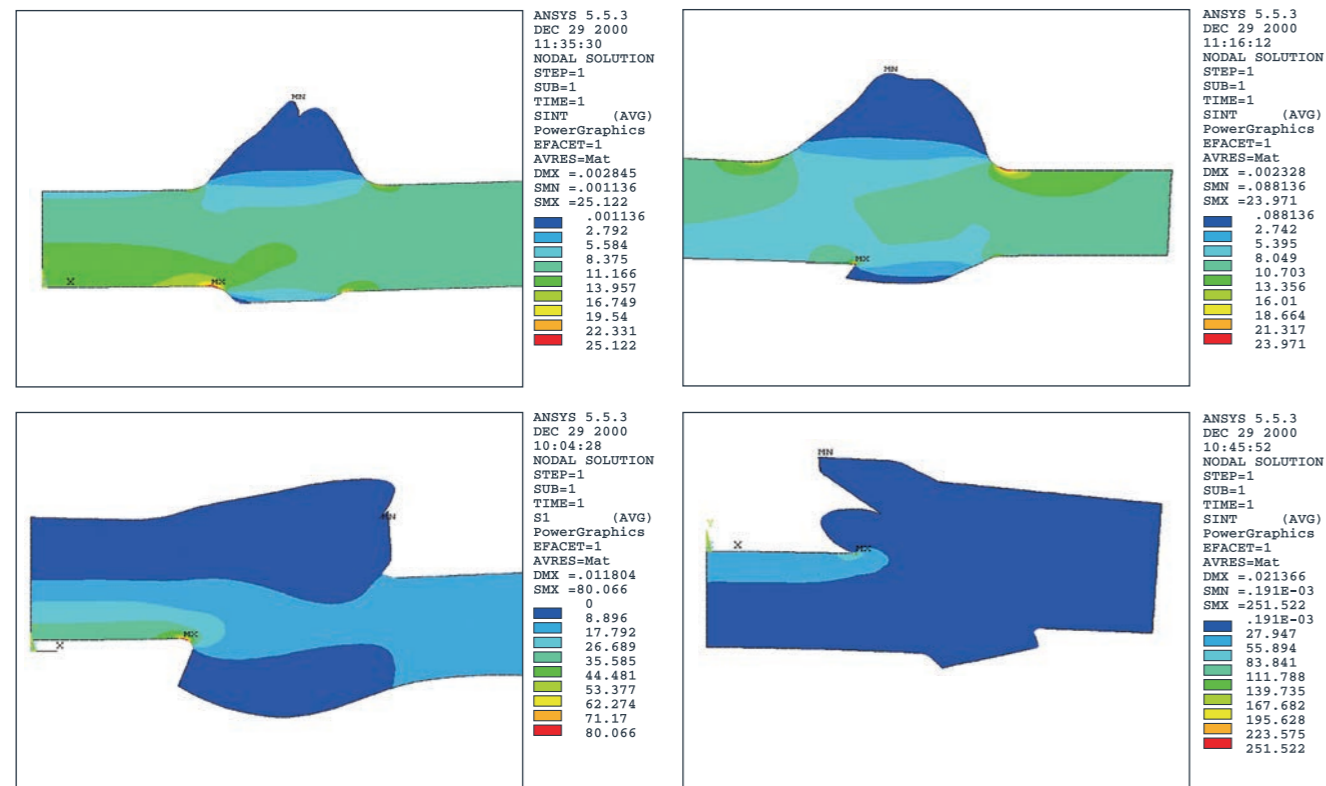
$[D]$ – матрица упругих характеристик материала, элементы которой определены через константы материала E , ν .

По упругой модели расчеты НДС металла сварных соединений выполнены отдельно на действие внутреннего давления и на действие суммарных продольных напряжений при следующих граничных условиях:

- сложность геометрической формы, неравномерность кольцевого сечения;
- не учитывается давление грунта, т.к. известно, что на таких глубинах оно намного меньше внутреннего давления и напряжений в стенке трубы;
- трубопровод заземлен грунтом в продольном направлении;
- на внутренней поверхности трубы учитывается внутреннее давление и перепад температур;
- по боковым границам конечно-элементной модели:
- для расчета НДС от действия внутреннего давления принимается закрепление системой стержней;
- для расчета НДС от действия суммарных продольных напряжений принимается условие совместности деформаций и задается величина суммарных продольных напряжений от действия внутреннего давления и температурного перепада.

УДК 622.692.4.004.67

РИСУНОК 4. Распределение изополос интенсивностей напряжений по зонам газопрессовых сварных соединений 1, 2, 3, 4 типов



Для расчетов приняты рабочее давление, равное 6,4 МПа, и температурный перепад $\Delta t = +10^\circ\text{C}$.

Анализ результатов расчетов по упругой модели от действия внутреннего давления показывает, что в газопрессовых сварных соединениях типа 2 значение коэффициента концентрации главных напряжений и интенсивностей напряжений не превышает 3. Значительные неравномерности распределения изгибных и касательных напряжений даже при общем меньшем уровне их значений могут привести к снижению надежности газопрессовых соединений, особенно на криволинейных участках нефтепровода и на выходе из насосных станций.

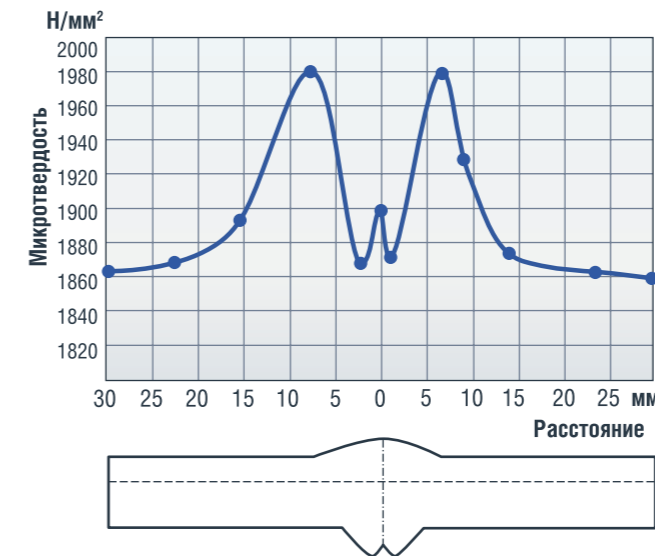
В результате анализа НДС сварных соединений по упругой модели от действия суммарных продольных напряжений получены распределения изополос главных напряжений и интенсивностей напряжений для сварных соединений 1, 2, 3, 4 типов, приведенные на рис. 4.

По упругой модели от действия суммарных продольных напряжений рассчитаны максимальные значения главных напряжений и интенсивностей напряжений в местах наибольшей концентрации напряжений в металле сварных соединений и коэффициенты концентрации напряжений, приведенные в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Напряжения и коэффициенты концентрации напряжений, определяемые по упругой модели от действия продольных суммарных напряжений

№	Наименование исследуемого параметра	Тип образца по геометрической форме			
		1	2	3	4
1	Главные напряжения σ_1 , МПа: • максимальные $\sigma_{1\max}$ • номинальные $\sigma_{1н}$	25,12	22,78	80,97	227,02
		11,183	10,1	17,79	25,31
2	Коэффициент концентрации главных напряжений $\alpha_{\sigma 1}$	2,25	2,26	4,55	8,97
3	Интенсивность напряжений σ_i , МПа: • максимальные $\sigma_{i\max}$ • номинальные $\sigma_{iн}$	25,12	23,97	80,07	251,52
		8,38	8,04	17,79	27,35
4	Коэффициент концентрации интенсивности напряжений $\alpha_{\sigma i}$	2,99	2,98	4,50	9,2
5	Интенсивность упругих деформаций ϵ_i	$0,16 \cdot 10^{-3}$	$0,14 \cdot 10^{-3}$	$0,5 \cdot 10^{-3}$	$1,41 \cdot 10^{-3}$

РИСУНОК 5. Распределение микротвердости по зонам газопрессового сварного соединения типа 1



Из анализа результатов видно, что для сварных соединений с дефектами в виде усиления и грата (тип 1 и 2) при отсутствии радиальных и угловых смещений свариваемых кромок труб значения коэффициентов концентрации интенсивности напряжений равны 2,98–2,99 на закругленных участках сварного стыка. Для сварного соединения с радиальными смещениями кромок и поворотом плоскости сплавления (тип 3) коэффициент концентрации напряжений равен 4,5, а для сварного соединения с радиальными смещениями кромок и острыми углами, образовавшимися при выдавливании металла зоны влияния (тип 4), значение коэффициента концентрации напряжений достигает 9,2.

Более подробный анализ результатов оценки концентрации напряжений в сварных соединениях, выполненных газопрессовой сваркой, по упругой модели приведен в работе [2]. Следует отметить, что в целом, учитывая сложность форм газопрессовых сварных соединений, упругая модель не учитывает различия в механических характеристиках зон сварных соединений.

Исследования, выполненные авторами, показали, что сварные соединения труб нефтепроводов характеризуются значительными геометрическими отклонениями формы и неравномерностью распределения механических характеристик по зонам сварных соединений. Так, например, в сварных соединениях, выполненных газопрессовой сваркой, предел прочности и предел текучести металла зоны сварки отличаются от предела прочности и текучести основного металла на 19–26%, в сварных соединениях, выполненных электродуговой сваркой, – на 2–6%. Для сварных стыков, выполненных газопрессовой и электроконтактной сваркой, в 60% случаев характерно отклонение поверхности сплавления от вертикали при осаживании нагретых концов труб. Величина угла поворота поверхности сплавления зависит от радиальных и угловых смещений нагретых кромок при центровке и осаживании, при этом происходит вытеснение размягченного металла с образованием грата, неровностей и подрезов.

Различие в механических характеристиках основного металла и металла зоны сварки газопрессовых и электроконтактных стыков с учетом большой асимметрии их форм и наклона поверхности сплавления требуют уточнения границ зон с различными механическими характеристиками сварных соединений, и анализ НДС сварных соединений необходимо проводить с учетом выявленных неравномерностей.

Оценка НДС сварных соединений по нелинейной упругопластической модели осуществлялась методом касательной жесткости Ньютона – Рафсона. Общее уравнение для расчета НДС по нелинейной упругопластической модели:

$$\{\sigma\} = [D]\{\epsilon\} + \{\sigma^T\}, \quad (2)$$

где $[D]$ – матрица упругости материала, определяемая по характеристикам материала E , ν , G и зависящая от уровня деформаций (включая пластические).

Для расчета НДС сварных соединений по нелинейной упругопластической модели зона сварного соединения разбивалась на участки со значениями твердости и других механических характеристик металла одного уровня. Каждый такой участок является конечным элементом – твердым телом с характеристиками пластичности, прочности и деформируемости. Основой для определения границ участков являются данные измерений микротвердости основных типов сварных соединений, выполненных газопрессовой сваркой.

Определение микротвердости проводилось на приборе ПМТ-3 алмазной пирамидой с углом при вершине 136° и нагрузкой 100 г. Диаграммы распределения микротвердости по зонам газопрессового сварного соединения типа 1 представлены на рис. 5.

По результатам исследований микротвердости установлено:

- микротвердость металла зоны сплавления газопрессового сварного стыка на 4% ниже микротвердости металла зоны влияния и на 3% выше значения микротвердости основного металла;
- распределение микротвердости по зонам газопрессового сварного соединения носит неравномерный характер. Максимальное значение микротвердости выявлено на расстоянии 6–7 мм от зоны сплавления и выше значения микротвердости основного металла на 7%.

РИСУНОК 6. Твердотельная модель нелинейных упругопластических элементов

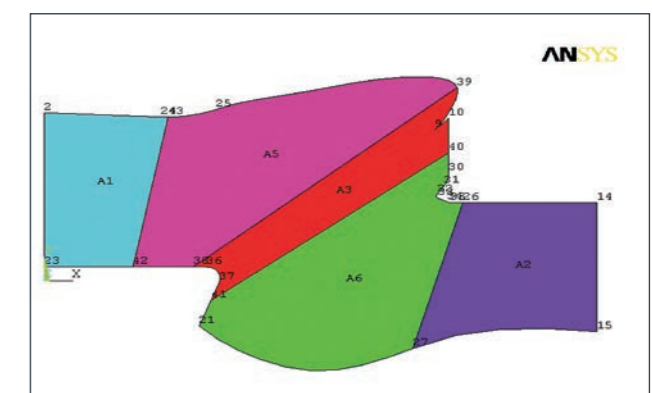
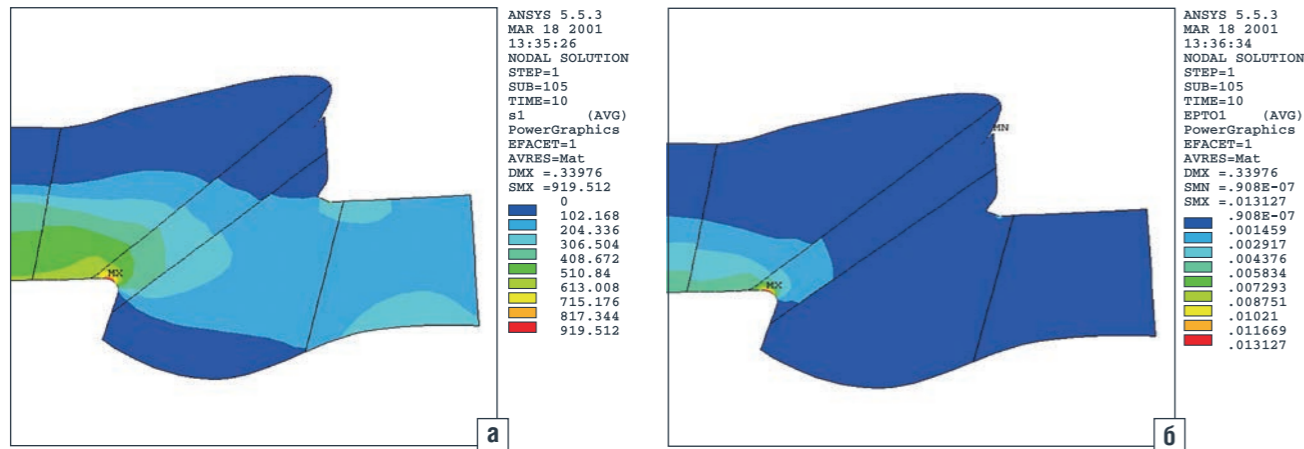


РИСУНОК 7. Распределение по зонам сварного соединения типа 3 изополос: а – главных напряжений; б – полных упругопластических деформаций

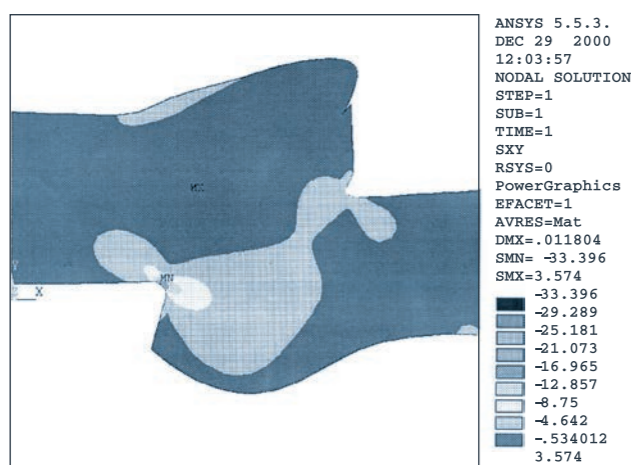


Для газопрессовых сварных стыков типа 3 и 4 использовались значения микротвердости, замеренные по направлению, перпендикулярному линии сплавления стыков. Каждый участок со значениями твердости одного уровня является конечным элементом – твердым телом с характеристиками пластичности, прочности и деформируемости, характеризующими значениями твердости. Для сварных стыков типа 3 и 4 со значительными радиальными смещениями, формирование которых проходило с наклоном поверхности сплавления и большим деформированием металла, максимальное значение твердости смещено в сторону наибольшего деформирования металла и превышает значение твердости основного металла на 30–36 %.

В результате расчетов получены твердотельная модель нелинейных упругопластичных элементов, распределения по участкам сварного стыка типа 3 изополос главных напряжений σ_1 , изополос полных упругопластических деформаций растяжения $\varepsilon_{\Sigma}^{pl}$ и осевых упругопластических деформаций удлинения $\varepsilon_{\Sigma}^{pl}$. Выявлено направление развития зон сдвиговых деформаций γ_{xy}^{pl} под действием касательных напряжений τ_{xy} для образца типа 3.

На рис. 6 приведена твердотельная модель нелинейных упругопластических конечных элементов для сварного соединения типа 3.

РИСУНОК 8. Распределение касательных напряжений по зонам сварного соединения типа 3



В результате расчетов по нелинейной упругопластической модели получены распределения изополос главных напряжений (рис. 7а), изополос полных упругопластических деформаций растяжения (рис. 7б) по зонам сварного соединения типа 3.

Для сварного соединения типа 3 установлено распределение интенсивности упругопластических деформаций растяжения и контуры пластической зоны в области конструктивного концентратора, сформированного поверхностью трубы и наклоненной к ней под острым углом выступающей части торцевой плоскостью присоединяемой трубы вследствие ее радиального смещения. Для сварного соединения типа 3 установлено распределение касательных напряжений по зонам сварного соединения (рис. 8) и определено направление развития зон сдвиговых деформаций под действием касательных напряжений.

Выявлено, что происходит эволюция формы зоны пластических деформаций по мере роста растягивающих номинальных напряжений в стенке трубы σ_n , и развитие области происходит в направлении действия максимальных касательных напряжений.

Определен коэффициент концентрации напряжений при упругопластических деформациях K_{σ} по интерполяционной формуле Нейбера для сварного соединения типа 3, использованный для расчета напряжений при определении ресурса безопасной эксплуатации действующего нефтепровода [1, 3, 4]. ●

Литература

1. Шарнина Г.С., Рафиков С.К. Определение ресурса нефтепроводов на основе анализа режима нагружения и принципа линейного накопления повреждений. – Деловой журнал Neftegaz.RU, 2021, № 12 (120). – С. 56–59.
2. Шарнина Г.С. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности длительно эксплуатируемых нефте- и нефтепродуктопроводов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2003. – 152 с.
3. Кожаяева К.В., Шарнина Г.С. Врезки и перекрытия: Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением. – Издательство: ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2021 г., №3 (111). – С. 94–98.
4. Вафин Т.И., Рафиков С.К., Шарнина Г.С. Оценка опасности нетрещиноподобных дефектов сварных соединений трубопроводов. – Журнал «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», 2020, № 3. – С. 82–86.

KEYWORDS: oil pipeline, stress-strain state, welded joint, finite element method, stress concentration coefficient.



Комплексное решение задач для предприятий нефтегазодобывающей отрасли



www.sibserv.com

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

Тел./факс:

+7 (495) 225-75-95

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ДИАГНОСТИКЕ ТРУБОПРОВОДОВ В газотранспортной системе

Шредер Александр Сергеевич

ФГАОУ ВО НИ ТПУ, аспирант

Курасов Олег Александрович

ФГАОУ ВО НИ ТПУ, аспирант

Гаврилин Алексей Николаевич

ФГАОУ ВО НИ ТПУ, профессор, д.т.н.

Бурков Петр Владимирович

ФГАОУ ВО НИ ТПУ, профессор, д.т.н.

АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБУСЛОВЛЕНА НЕВОЗМОЖНОСТЬЮ ЭФФЕКТИВНОГО ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ДЛИТЕЛЬНЫЕ РАССТОЯНИЯ БЕЗ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, ИГРАЮЩИХ КЛЮЧЕВУЮ РОЛЬ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ОБЕСПЕЧИВАЯ ПОДДЕРЖАНИЕ ЗАДАННЫХ ПАРАМЕТРОВ ЧЕРЕЗ КОМПРИМОВАНИЕ ГАЗА. К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ТРУБОПРОВОДАМ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПРЕДЪЯВЛЯЮТСЯ СТРОГИЕ ТРЕБОВАНИЯ. ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ РАЗНООБРАЗНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МОНИТОРИНГА, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОЦЕНИВАТЬ ТЕКУЩЕЕ И ПРОГНОЗИРУЕМОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ВСЕ БОЛЬШЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ УЛУЧШИТЬ КОНТРОЛЬ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ КОНКРЕТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

THE RELEVANCE OF THE STUDY IS DUE TO THE IMPOSSIBILITY OF EFFICIENT TRANSPORTATION OF NATURAL GAS OVER LONG DISTANCES WITHOUT COMPRESSOR STATIONS, WHICH PLAY A KEY ROLE IN THE SYSTEM OF MAIN GAS PIPELINES, ENSURING THE MAINTENANCE OF SPECIFIED PARAMETERS THROUGH GAS COMPRESSION. STRICT REQUIREMENTS ARE IMPOSED ON THE PROCESS PIPELINES OF COMPRESSOR STATIONS. TO ENSURE THE RELIABILITY OF PIPELINE SYSTEMS, VARIOUS MONITORING SYSTEMS ALLOWING THE CURRENT AND PREDICTED TECHNICAL CONDITION TO BE ASSESSED DURING OPERATION ARE USED. CURRENTLY, MORE AND MORE ATTENTION IS PAID TO THE DIGITALIZATION OF TECHNOLOGICAL PROCESSES, WHICH ALLOWS IMPROVING THE CONTROL AND FORECASTING OF THE CONDITION OF SPECIFIC EQUIPMENT

Ключевые слова: технологический трубопровод, высотные отметки, напряженно-деформированное состояние, температурный перепад, продольные напряжения, программное обеспечение, вибродиагностика.

Энергообеспечение в значительной степени зависит от газовой отрасли, где газ доставляется потребителям через взаимосвязанную сеть трубопроводов и технических сооружений, образующих газотранспортную систему (ГТС) [1]. Гидравлические потери при транспортировке газа приводят к снижению давления на больших расстояниях, что может вызвать недостаточное пластовое давление для поддержания транспортировки газа в трубопроводах. Компрессорная станция (КС) играет критически важную роль в ГТС, выступая основным регулирующим элементом, отвечающим за сжатие газа и поддержание необходимого расхода в процессе транспортировки.

Ростехнадзор предъявляет строгие требования к производственной безопасности объектов, относящихся к трубопроводному транспорту природного газа, включая компрессорные станции. В настоящее время существует значительная проблема в газовой отрасли, связанная с тем, что большинство газопроводных систем России эксплуатируются более 30 лет. При проведении реконструкций акцент зачастую делается на замену устаревших газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на более современные, в то время как технологические трубопроводы (ТП) подвергаются замене гораздо реже. В данной ситуации повышается значимость раннего выявления дефектов на стадии их формирования и оценки технического состояния ТП, что становится возможным благодаря мониторингу.

Технологические трубопроводы функционируют в тяжелых условиях, где могут возникать напряжения, связанные с собственным весом трубы, давлением газа, тепловыми расширениями и колебаниями потока сжимаемого газа, которые провоцируют вибрацию. Наибольшие вибрационные нагрузки в обвязке ГПА наблюдаются в переходные режимы: при запуске и остановке, а также при приближении ГПА к работе в помпажной зоне. Основные виды нагрузок в обвязке ТПО представлены на рисунке 1.

ФАКТЫ

Более

30 лет

эксплуатируются
большинство
газопроводных
систем России

В широком смысле нагрузки можно классифицировать на статические и динамические. Основными статическими нагрузками, значительно влияющими на несущую способность трубопроводов (НДС), являются изменения высотных отметок и давление рабочей среды. В отличие от рабочего давления, изменения высотных отметок являются более непредсказуемыми и чаще всего возникают в регионах с особыми геологическими условиями, где компоненты трубопроводных систем взаимодействуют со слабо несущими грунтами. В таких случаях система «трубопровод – опора» может деформироваться, изменяя свою НДС, что может привести к разрушению или просадке опор, провисанию труб и потере контакта между трубой и опорой. Проблема укрепления грунтовой основы остается актуальной, и ее решение заключается в разработке инновационных подходов и модернизации существующих методов.

Также перекосы в высотных отметках могут быть связаны с деформацией трубопроводов, что приводит к повышению уровней напряжений. В рамках мониторинга изменений высотных отметок ТП чаще всего осуществляются измерения с использованием нивелиров в реперных точках, что позволяет, в свою очередь, с помощью подвижных опор снижать напряжение в трубопроводах.

РИСУНОК 1. Основные факторы, влияющие на возникновение напряжений в ТПО



Однако следует отметить, что данный метод регулировки часто оказывается неэффективным в долгосрочной перспективе и не позволяет в полном объеме достичь поставленных целей. В таких случаях может потребоваться реконструкция технологических трубопроводов.

Согласно статистическим данным, большинство отказов на компрессорных станциях связано с возникновением повышенных уровней вибрации, которые составляют 40% от общего числа отказов (рисунок 2). Поэтому вибромониторинг играет значительную роль в процессе эксплуатации этих объектов.

Основными причинами появления вибраций является передача нагрузок от работающего агрегата и возникновения пульсационных составляющих транспортируемой среды. Нагрузкам, передаваемым от ГПА, больше всего подвергаются трубопроводы, близ расположенные к нему. Такие вибрации лежат в низкочастотном диапазоне, кратном частоте вращения ротора. Повышенные высокочастотные вибрации возникают на высоких линиях у фланцев ЦБК и в местах, где возникают разветвления с безрасходными участками (тупиковые ответвления) ответвлениями на «лопаточных» и «полулопаточных» частотах. Для снятия как статических, так динамических нагрузок существуют опоры, в редких случаях используют виброгасители. Разрушение и проседание опор приводит к пригибанию трубопровода повышению вибрации, тем самым увеличивается износ и увеличивается вероятность образования дефектов.

Как объект диагностирования ТПО КС имеет определенную специфику в связи с тем, что

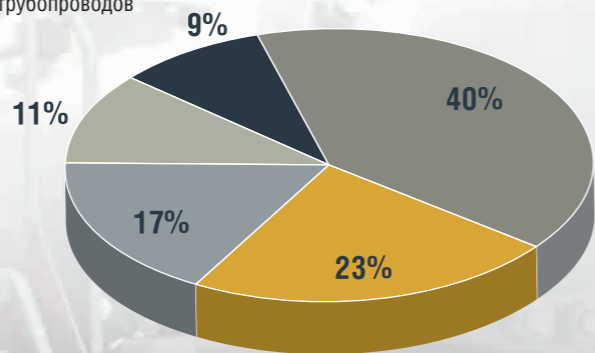
ФАКТЫ

40%

от общего числа отказов на компрессорных станциях связано с повышенным уровнем вибрации

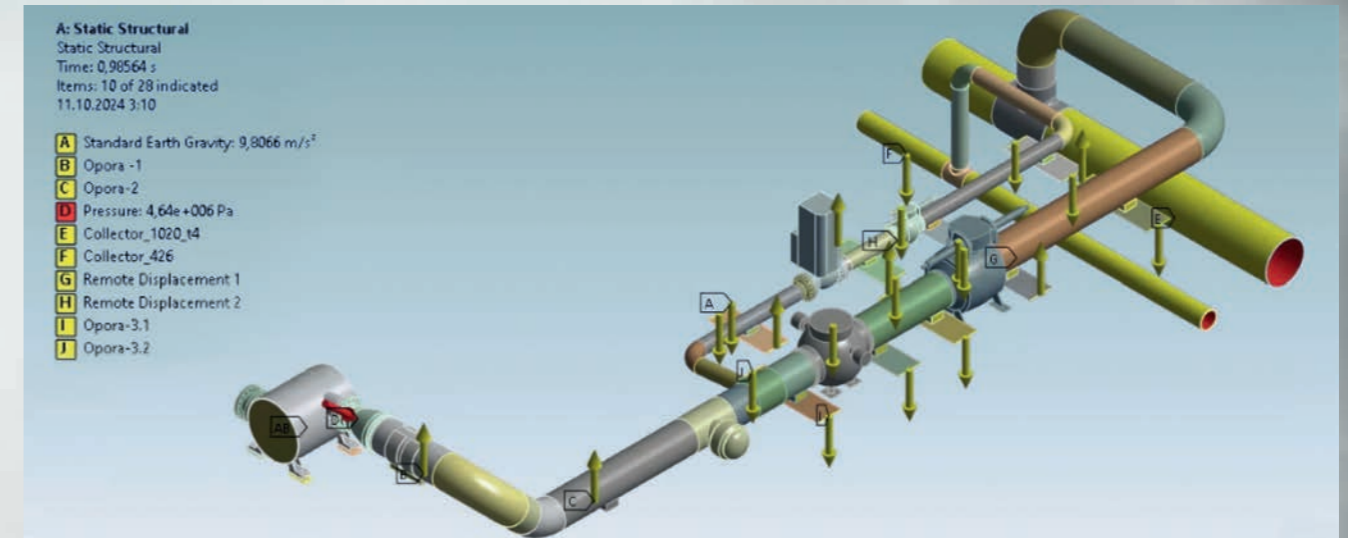
подвержен воздействию комплексных переменных-постоянных нагрузок. В силу этого не всегда возможно диагностировать причины изменения состояния по экспериментальным данным в дискретных точках трубопроводов. Оценить влияния статических нагрузок не составляет особого труда в отличие от динамических с учетом сложности выявления основных причин, вызывающих эти возмущения и их количественной оценки, а также не совершенствованием методики определения

РИСУНОК 2. Доля основных причин отказов технологических трубопроводов



- Повышенный уровень вибрации
- Дефекты изготовления
- Механические повреждения
- Коррозия
- Нарушение герметичности соединений и трубопроводов

РИСУНОК 3. Математическая модель технологического трубопровода



эталонных уровней вибраций, дающих объективную информацию о напряжено-деформированном состоянии оборудования. Использование большинства норм применимо только в первом приближении. В зависимости от конструкции трубопровода, месторасположения сварочных соединений, арматуры и фасонных элементов некоторые трубопроводы работают надежно при эффективных значениях виброскорости 45 мм/с и выше, а в некоторых случаях при уровне виброскорости 12 мм/с установлены трещины трубопроводов, просадка опор или сварные соединения. В связи с этим диагностирование таких систем должно включать создание математических моделей.

В связи с вышеизложенным, диагностирование таких систем должно основываться на создании математических моделей. С развитием компьютерных технологий и цифровизации производственных процессов возникает необходимость применения

ФАКТЫ
Основная причина вибрации

заключается в передаче нагрузок от работающего агрегата и возникновения пульсационных составляющих транспортируемой среды

современных программных решений, таких как ANSYS, для анализа и оптимизации технологических процессов. Расчеты статических нагрузок в этих программных пакетах относительно статических нагрузок (например, давление и изменения высотных отметок) не представляют собой трудности. Для создания смоделированной математической модели необходимо задать основные свойства материала и установить граничные условия (рисунок 3).

Математическую модель можно сравнить с расчетными и максимально допустимыми нагрузками.

ТАБЛИЦА 1. Сравнение расчетных и максимально допустимых продольных напряжений в трубопроводе

№ элемента	Элемент трубопровода	Максимальные расчетные продольные напряжения в трубопроводе		Максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий $\sigma_{пр}$ (МПа)	
		Растяжение	Сжатие	Растяжение	Сжатие
Отводы					
3	720 x 16	159	-9	159	-68
5		81	0		
9		76	0		
10		87	0		
Трубы					
2	720 x 16	180	-9	252	-163
4		133	0		
6		117	-61		
7		102	0		
8		100	0		
11		98	0		

Создание точной математической модели, способной учитывать динамические нагрузки на трубопроводы, представляет собой значительную сложность, обусловленную несколькими факторами. Во-первых, динамические нагрузки в компрессорных станциях часто варьируются в широком диапазоне и зависят от множества переменных, таких как режим работы агрегатов, изменения давления и температурные колебания. Это требует от модели учета различных сценариев эксплуатации и величин нагрузок. Во-вторых, взаимодействие между трубопроводом и рабочей средой (газом) создает дополнительные сложности. Пульсации давления, вызванные изменениями в режиме работы компрессоров, могут приводить к непредсказуемым колебаниям и хаотическому поведению трубопроводов. Эти явления сложно смоделировать из-за их нелинейной природы и необходимости применения сложных математических методов. В-третьих, физические характеристики материалов трубопроводов, такие как упругость, прочность на сжатие и столкновение с усталостью, варьируются в зависимости от условий эксплуатации и времени.

Таким образом, создание универсальной модели, которая учитывает все эти переменные и их взаимосвязь, является продолжительным и ресурсоемким процессом. Кроме того, существующие программные решения, такие как ANSYS, хотя и обладают мощными функциями для численного моделирования, могут иметь ограничения в возможности точно учитывать все аспекты динамических нагрузок. Это может привести к необходимости использования нескольких программных пакетов или разработки специализированного программного обеспечения, что увеличивает затраты и время, требуемые для анализа. Таким образом, необходимость создания надежной математической модели и сложности учета динамических нагрузок ставит перед исследователями и инженерами задачу, требующую тонкого баланса между теоретическими и практическими аспектами.

Заключение

В заключение следует отметить, что диагностика и мониторинг состояния технологических трубопроводов компрессорных станций являются критически важными для обеспечения безопасности и надежности газотранспортной системы. Нагрузки, возникающие под воздействием работающих агрегатов и пульсаций рабочей среды, создают сложные условия эксплуатации, требующие внимательного наблюдения и анализа. В связи с этим методики, основанные на математическом моделировании и цифровых технологиях, открывают новые горизонты для повышения точности и эффективности мониторинга.

Данное исследование подчеркивает важность интеграции современных программных решений, таких как ANSYS, для анализа поведения трубопроводов под динамическими и статическими нагрузками. Понимание специфики вибрационных процессов и влияние

ФАКТЫ

Интегрированные системы диагностики

должны стать основной задачей исследований, направленных на непрерывный мониторинг и быстрое реагирование на любые изменения в работе трубопроводов

конструктивных особенностей на техническое состояние трубопроводов откроет новые возможности для оптимизации их проектирования и эксплуатации.

На основании проведенного анализа, можно рекомендовать разработать специализированные методики мониторинга, которые сочетали бы традиционные технические подходы с современными цифровыми технологиями. Необходимо развивать математические модели, учитывающие множество переменных, чтобы улучшить предсказуемость поведения трубопроводов и предотвратить возможные аварийные ситуации.

Дальнейшие исследования в этой области должны сфокусироваться на создании интегрированных систем диагностики, которые будут обеспечивать непрерывный мониторинг и быстрое реагирование на любые изменения в работе трубопроводов. Это позволит не только повысить безопасность газотранспортных систем, но и существенно сократить эксплуатационные затраты.

Таким образом, внедрение новых технологий и методов мониторинга может стать важным шагом к улучшению надежности и безопасности эксплуатации компрессорных станций и всей газотранспортной системы в целом. ●

Литература

1. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций / Якубович В.А. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 334 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-324-2009. Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов компрессорных цехов с центробежными нагнетателями. Нормы оценки и методы проведения работ. М.: Газпром экспо, 2009. 65 с.
3. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – 1999.
4. Рамазанов Р.М. Диагностирование состояния трубопроводных обвязок компрессорных станций // Достижения науки и образования. – 2020. – № 2 (56). – С. 5–10.
5. Зотов Н., & Абакумова, В. В. Проектирование, строительство и эксплуатация систем трубопроводного транспорта на подрабатываемых территориях // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 65–67.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с.

KEYWORDS: *technological pipeline, elevations, stress-strain state, temperature drop, longitudinal stresses, software, vibration diagnostics.*



Тендерный КОНСАЛТИНГ

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



Действуя строго в рамках законодательства, мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

📍 Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

МЕТОД НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

на основе магнитного потокового анализа

ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД ОБНАРУЖЕНИЯ ДЕФЕКТОВ НАРУЖНОЙ И ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТЕЙ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ГИБКОЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ

A METHOD FOR DETECTING DEFECTS ON THE SURFACE AND IN THE THICKNESS OF A METAL FLEXIBLE PUMPING PIPE IS PROPOSED

Ключевые слова: колтюбинг, труба ГНКТ, НКТ, СПО, штрипс.

Яроцкий Сергей Васильевич
технический директор ООО «Индрайв»

Александров Игорь Игоревич
директор по управлению проектами
ООО «Индрайв»

Газаров Денис Игоревич
руководитель центра разработки ООО «Индрайв»

Иванушкин Сергей Евгеньевич
заместитель руководителя центра разработки
ООО «Индрайв»

Воин Олег Викторович
руководитель ИТЦ ООО «ФракДжет-Волга»

Симаков Сергей Михайлович
Научно-Технический Центр «Газпром нефти»
(ПАО «Газпромнефть»)

Шоломов Алексей Викторович
начальник лаборатории неразрушающего
контроля службы контроля качества ООО «ЭСТМ»

Левочкин Геннадий Анатольевич
заместитель начальника лаборатории
неразрушающего контроля службы
контроля качества ООО «ЭСТМ»

Кириченко Алексей Александрович
директор по качеству ООО «ЭСТМ»

Гибкая насосная компрессорная труба (далее ГНКТ) – это расходный материал при проведении нефтесервисных работ по ремонту скважин при участии агрегата колтюбинговой установки, отвечающей за проведение спуско-подъемных операций (далее СПО). ГНКТ – это металлическая труба, созданная из штрипсов (фрагментов) методом сращивания плазменной сваркой с дальнейшей термообработкой. Штрипс – это длинная стальная полоса, которая прокатывается (вытягивается) для формирования требуемого профиля. После того как на накопителе сформировали штрипсы нужной длины, приступают к изготовлению ГНКТ методом формовки и сварки продольного шва токами высокой частоты и последующей термической обработкой. Труба изготавливается на заводах в России, например, на заводе ООО «ЭСТМ», после транспортируется к месту проведения работ, на нефтяную или газовую скважину.

С помощью трубы ГНКТ выполняют широкий спектр работ на нефтегазовых скважинах – от обычных промывок и освоения, геофизических исследований, до такого пока еще нового направления, как бурение на ГНКТ. Преимуществом трубы ГНКТ относительно

традиционной насосно-компрессорной трубы (далее НКТ) является то, что работы с ГНКТ возможно проводить на скважине при избыточном устьевом давлении свыше 400. Это возможно благодаря использованию во флоте ГНКТ превенторного оборудования, рассчитанного на 700 или 1000 Атм, в зависимости от планируемых задач на скважине.

Помимо этого, ГНКТ обеспечивает непрерывный спуск и подъем с одновременной промывкой или подачей азота в гибкую трубу; при этом отсутствие необходимости наращивания, как в НКТ, значительно сокращает продолжительность СПО. Экспертно можно оценить: работы с ГНКТ занимают не более 30% спуско-подъемных операций от общего времени работ на скважине, тогда как при капитальном ремонте скважин эта доля занимает порядка 70%. Неоспоримым преимуществом ГНКТ перед НКТ является и тот фактор, что при проведении работ устье скважины всегда загерметизировано. Это исключает множественные производственные риски, связанные с производственной безопасностью и охраной труда.

Технология ГНКТ позволяет проводить операции, недоступные на стандартном НКТ, а именно, работать на равновесии или депрессии. Тем не менее у ГНКТ есть свои ограничения: например, высокая стоимость оборудования относительно подъемников капитального ремонта скважин.

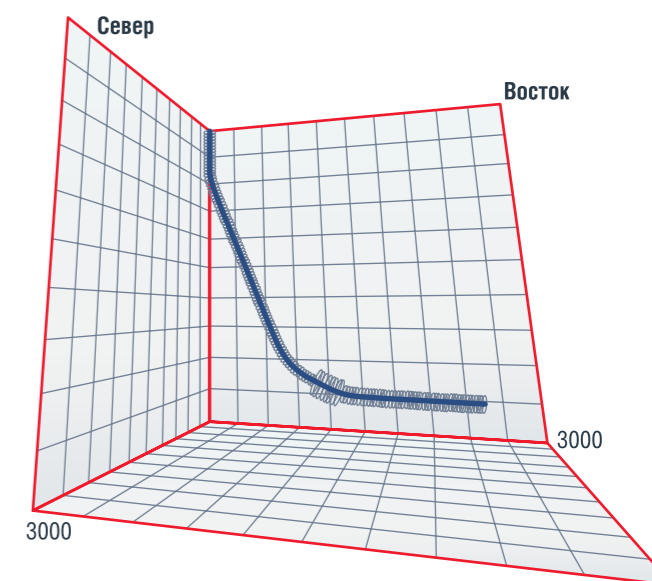
На рисунке 1 показана колтюбинговая установка с намотанной на барабан ГНКТ. Установка смонтирована на скважину и используется для выполнения внутрискважинных операций. Длина трубы на барабане может достигать 10 000 м, а диаметр – 114 мм, при этом барабаны будут очень громоздкими, и возникнут трудности при их перемещении по промысловым дорогам и федеральным трассам. Максимальная длина гибкой трубы диаметром 60,3 мм, намотанной на поперечно расположенный барабан и использованной на месторождениях, на сегодняшний день достигает 9000 м [12]. Спуск трубы в скважину осуществляется с помощью инжектора ГНКТ, который отвечает за контролируемые спуск и подъем трубы, а также герметизирующее оборудование (герметизатор), который удерживает давление в скважине и позволяет проводить безопасные работы с повышенным устьевым давлением.

В зависимости от модели инжектор может создавать тяговое усилие 63,5 т и более. Движение трубы происходит за счет контактного взаимодействия с цепями инжектора. Операцию спуска-подъема осуществляет буровый агрегат колтюбинговой установки, который использует в качестве вспомогательного и регистрирующего инструмента параметры работы всего оборудования ГНКТ, систему контроля и регистрации (СКР) «Скорпион», разработанную на отечественной интегрированной среде разработки РИВГ, или аналоги. СКР фиксирует множество параметров, в том числе необходимые для расчета усталостного износа гибкой трубы, регистрирует давление в трубе, давление за трубой, скорости закачки жидкости и азота, прилагаемое усилие инжектора на гибкую трубу при СПО, а также позволяет регистрировать глубину при считывании с нескольких источников.

Одной из важных задач, выполняемых с помощью колтюбинговой установки, являются геофизические исследования скважин (ГИС). Следует подчеркнуть, что традиционные геофизические методы с применением

кабеля не могут доставить прибор ГИС на забой скважины с увеличенным горизонтальным участком. Колтюбинговая установка за счет жесткости трубы выполняет доставку прибора на забой как вертикальных, так и горизонтальных скважин, что открывает возможности для исследований профиля притока, инклинометрии, термометрии и др.

РИСУНОК 2. Трехмерный график зенитного угла и азимута от глубины скважины



На рисунке 2 указан пример профиля горизонтальной скважины. Искривленный профиль формирует условия, в которых ГНКТ испытывает дополнительную нагрузку за счет трения о стенки скважины и ее извилистый профиль, особенно когда интенсивность кривизны превышает 5–6° на 100 м. Данный профиль получен при помощи инклинометрии и программного обеспечения, созданного в интегрированной среде разработки РИВГ [9].

Основные характеристики ГНКТ включают: механические свойства, химический состав, группу прочности стали, способность использования гибкой трубы в среде с содержанием сероводорода до 6%, а также наработку – один из ключевых показателей, влияющих на усталость трубы при эксплуатации. В мировой практике наработку ГНКТ принято измерять в процентном соотношении с помощью инженерных программных комплексов. На рынке существует ограниченное количество качественных программных решений, и даже они не всегда обеспечивают точную оценку состояния трубы после проведения работ при СПО. На рынке чаще всего применяют такие отечественные ПО, как PH-Вектор, COIL-Pro, которые являются аналогами западных программных продуктов (Medco Cerberus, Circa [11]). Из-за высокой стоимости ГНКТ косвенные методы определения наработки (количественный учет спуско-подъемных операций, общий метраж ГНКТ) используют грубые расчеты, поэтому зачастую неточны и требуют усовершенствований для отображения фактического состояния трубы. Для этого необходимо учитывать скрытые факторы, такие как изменяющийся состав технологической жидкости (азот, газовоздушная смесь, кислота, буровой раствор и т.д.),

РИСУНОК 1. Колтюбинговая установка на скважине



УДК 69.14.02, 50.13.15

РИСУНОК 3

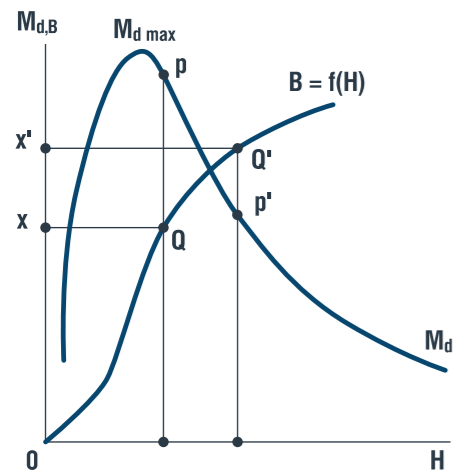
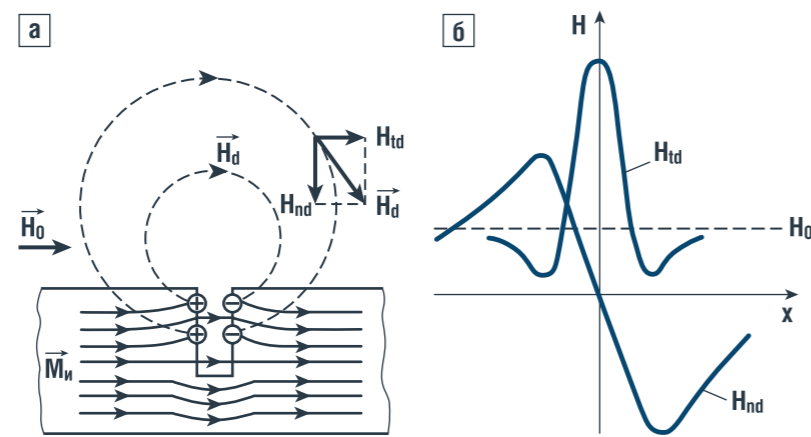


РИСУНОК 4. Распределение намагниченности \vec{M}_m в ферромагнитном изделии и поля рассеяния \vec{H}_d над поверхностным дефектом (а), а также топография (б) тангенциальной H_{td} и нормальной H_{nd} составляющих напряженности поля поверхностного дефекта [10]



внутрискважинные условия, вызывающие дефекты, и воздействие технологического оборудования (цепи инжектора), контактирующего с трубой во время СПО.

Для более точного определения состояния трубы в режиме реального времени по всей ее длине была выполнена исследовательская работа, в результате которой разработали прототип дефектоскопа, применяющего метод неразрушающего контроля, основанный на детектировании силовых линий магнитного поля.

Первым этапом научной работы была проверка гипотезы влияния дефектов в металле на изменения магнитного поля (потока). Преобразователи Холла, или датчики Холла, обладают чувствительностью к проекции вектора индукции магнитного поля, не оказывают значительного воздействия друг на друга, обладают чувствительной зоной порядка $0,000001 \text{ мм}^3$, нелинейность по магнитному полю не превышает $0,2 \text{ мВ/мТл}$, обладают широким динамическим диапазоном измерения $0,000001 - 1 \text{ Тл}$.

Для определения дефектов сборку из датчиков Холла располагают таким образом, чтобы измерять нормальную составляющую магнитной индукции, т.е. плоскость датчиков должна быть параллельна исследуемой трубе. Для измерения толщины необходимо замерять тангенциальную составляющую. При этом плоскость датчиков перпендикулярна трубе. Наилучшими условиями для выявления дефектов

являются такие, при которых магнитная проницаемость исследуемого образца мала, а индукция магнитного поля велика (рисунок 3).

Такое магнитное состояние может быть достигнуто в магнитных полях на участке кривой $\mu_d = f(H)$, где магнитная проницаемость убывает [10]. Поэтому при выборе источника постоянного магнитного поля необходимо, чтобы сборки из магнитов обеспечивали необходимую индукцию поля. Таким образом, для ГНКТ, состоящей в основном из низкоуглеродистой стали, напряженность магнитного поля должна равняться $10\,000 \text{ А/м}$, а магнитная индукция – около 1 Тесла .

Была собрана конструкция, установлены датчики Холла под магнитами и между ними двигалась труба с дефектами и без дефектов (рисунок 5). На графике при регистрации силы магнитного поля виднелись незначительные, но заметные колебания состояния датчиков Холла при прохождении дефекта под ними. Гипотеза была подтверждена как работоспособная.

На втором этапе научной работы была разработана плата, на которой разместили 32 датчика Холла и другие электронные компоненты для измерения магнитного поля (рисунок 6). Чувствительность датчиков Холла составила $2,5 \text{ мВ/Гаусс}$, а их расположение на плате было выполнено с шагом $11,25$ градуса. Использовались магниты со следующими характеристиками: [Максимальное

РИСУНОК 5. Проверка гипотезы

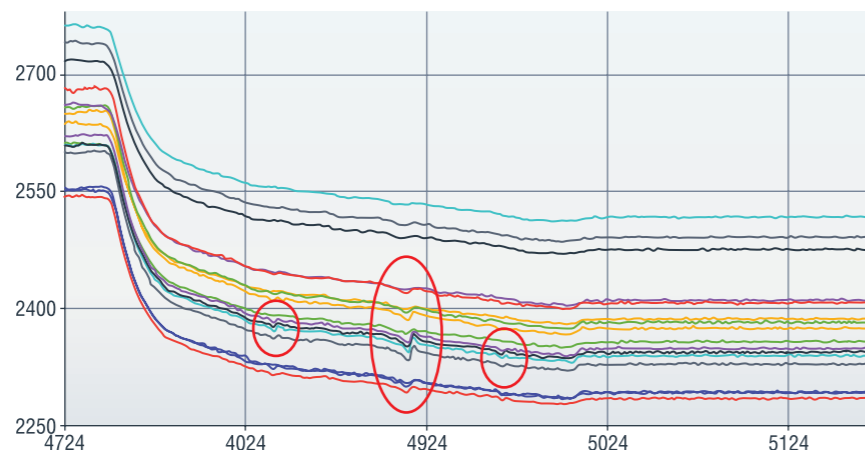
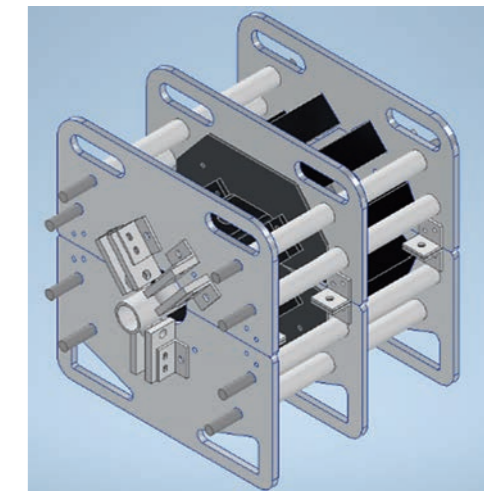
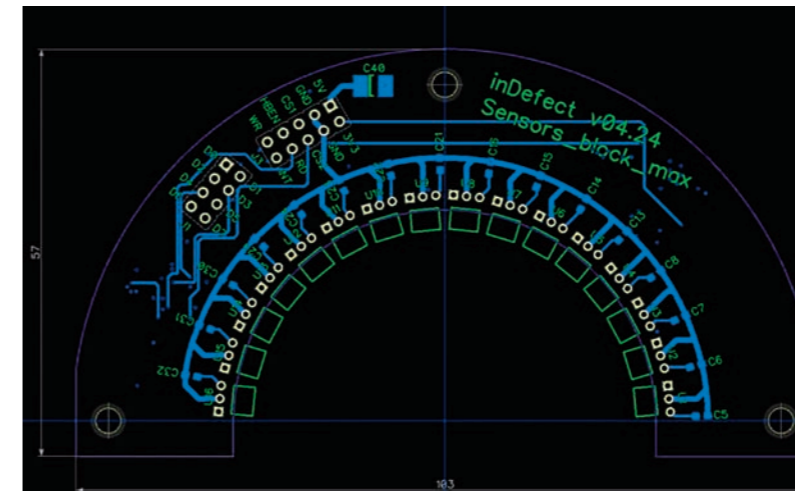


РИСУНОК 6. Датчик измерения магнитного поля. Корпус размещения датчиков



произведение (ВН) $263-287 \text{ кДж/м}^2$, $33-36 \text{ МГцЭ}$, [Остаточная индукция $B_r 1,18-1,28 \text{ Тл}$, $11,4-11,8 \text{ кГс}$, [Коэрцитивная сила $H_{cB} 836 \text{ кА/м}$, $10,8 \text{ кЭ}$, $H_{cI} 955 \text{ кА/м}$, 12 кЭ]. Для постоянного считывания данных с датчиков был использован микроконтроллер. В блоке установили четыре группы магнитов, также был спроектирован прототип конечного корпуса.

Изготовленная плата с размещенными Датчиками Холла (далее по тексту – сенсоры) позволила определять аномалии индуцируемого электромагнитного поля при наличии дефектов на теле трубы.

Прототип был собран. Перед испытанием на заводе-производителе ГНКТ ООО «ЭСТМ» были проведены испытания в условиях лаборатории. На рисунке 7 отчетливо отображены изменения амплитуды на графиках при дефектной поверхности трубы. Тестирование в лабораторных условиях прошло успешно.

Изготовленный прототип (рисунок 8) для испытания был доставлен на ООО «ЭСТМ». Представители завода предоставили настроенный образец с имеющимися характеристиками искусственных дефектов для испытаний (рисунок 8).

РИСУНОК 7. Аномалии при наличии дефектов на теле трубы

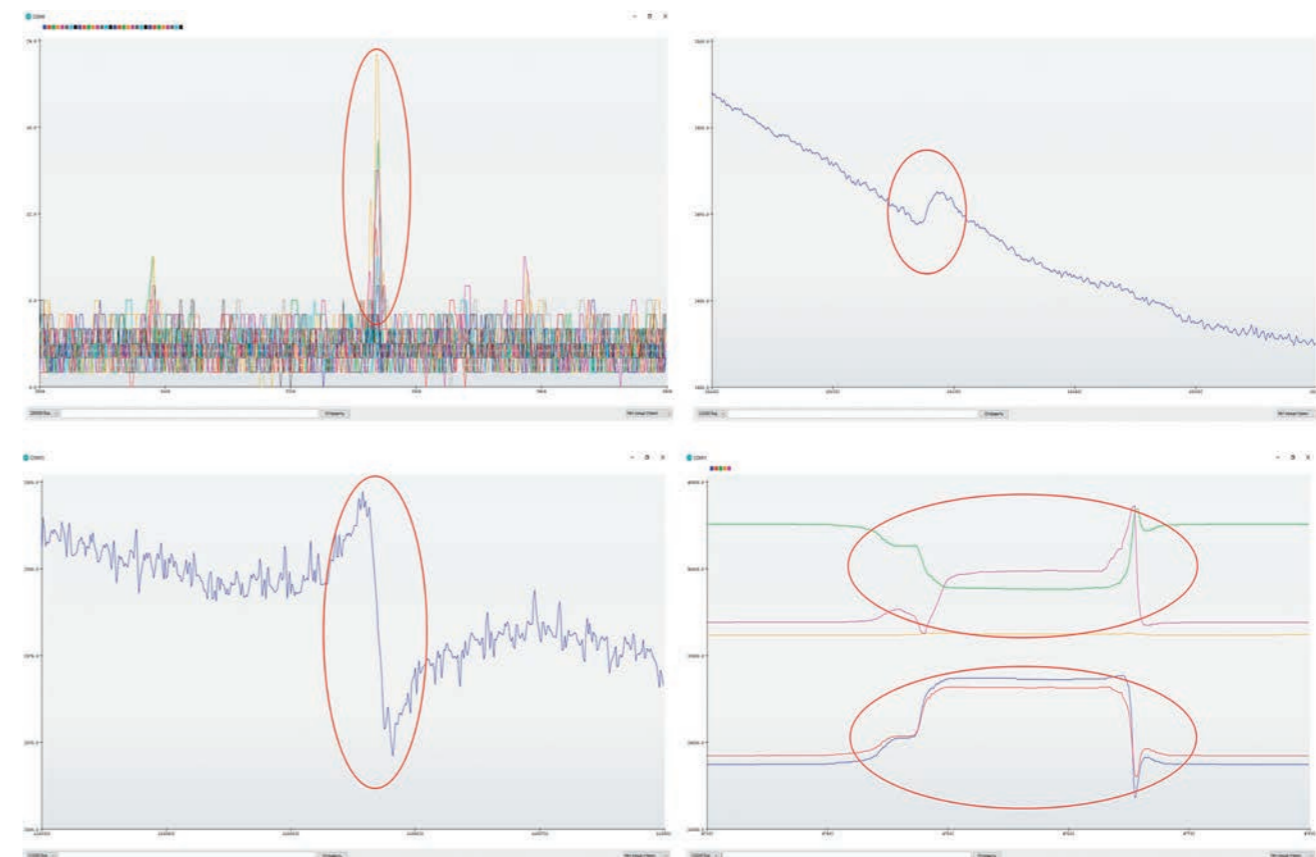


РИСУНОК 8. Собранный прототип



Тестирование на настроечном образце ГНКТ

Настроечный образец:
НО API 5 ST 44.5/4,0 -4C2П-СВ СТ А606 №190223 (рисунок 9).

Геометрические характеристики образца:

- длина НО: 3300 ± 4,68 мм;
- толщина НО: 4,0 ± 0,14 мм;
- диаметр НО: 44,45 ± 0,12 мм.

Дефектоскопия настроечного образца осуществлялась при его поступательном движении внутри дефектоскопа со скоростью ~25 м/ч. Важно отметить, что скорость движения трубы имеет ключевое значение для точности и эффективности обнаружения дефектов при проведении дефектоскопии. Увеличение скорости может снизить чувствительность сенсоров, что усложняет выявление мелких повреждений и трещин. В то же время, снижение скорости улучшает разрешение и качество сигналов, позволяя более детально картировать поверхность трубы.

Для достижения оптимального результата скорость движения трубы и чувствительность сенсоров были подобраны с учетом реальных производственных условий и средних скоростей, используемых при

РИСУНОК 9. Тестирование на настроечном образце



проведении СПО. Необходимо корректировать чувствительность сенсоров (в мВ/Гс) в зависимости от выбранной скорости, чтобы минимизировать количество шумов и обеспечить четкое выявление дефектов. Это позволяет сбалансировать точность контроля и эффективность инспекции, исключая как пропуск дефектов, так и ложные срабатывания.

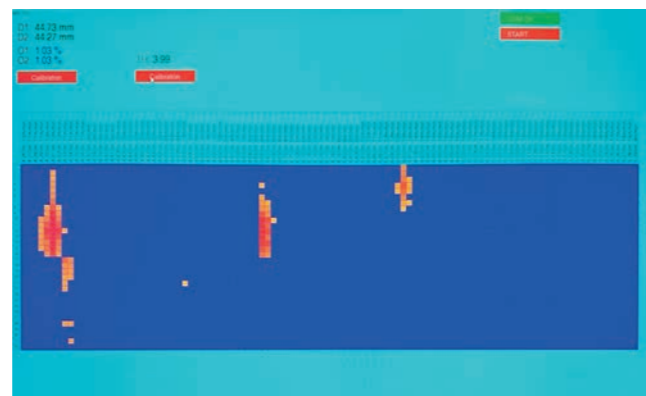
Эмпирическим путем удалось определить наиболее подходящую чувствительность сенсоров при заданной скорости движения настроечного образца – 8 мВ/Гс. В заданных параметрах удалось выявить дефекты, представленные в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Выявленные дефекты на настроечном образце

№	Наименование дефекта	Геометрические характеристики	Обнаружено/ Не обнаружено
1	Сквозное отверстие	Диаметр: 1,58 ± 0,05 мм	Обнаружено
2	Сквозное отверстие	Диаметр: 1,57 ± 0,04 мм	Обнаружено
3	Сквозное отверстие	Диаметр: 0,80 ± 0,04 мм	Обнаружено
4	Паз на наружной поверхности	Длина: 12,67 ± 0,04 мм, ширина: 0,49 ± 0,04 мм, глубина: 0,41 ± 0,05 мм	Обнаружено
5	Паз на внутренней поверхности	Длина: 12,67 ± 0,04 мм, ширина: 0,49 ± 0,04 мм, глубина: 0,37 ± 0,05 мм	Не обнаружено
6	Овальность	5%	Не обнаружено

Паз на внутренней поверхности возможно обнаружить при увеличении чувствительности сенсоров до 5 мВ/Гс, но при такой чувствительности количество шумов становится неприемлемым для однозначного выделения других подготовленных дефектов (рисунок 10).

РИСУНОК 10. Интерфейс отображения измерений сенсоров датчика



В соответствии с вышесказанным планируется продолжать исследования в направлении использования программных фильтров шумов для снижения их влияния на дефектоскопию.

РИСУНОК 11. Тестирование при перемотке ГНКТ



Тестирование при перемотке трубы ГНКТ

Следующим шагом было тестирование в условиях приближенным к реальным полевым, а именно тестирование при перемотке трубы ГНКТ. Данный процесс можно отнести к эквивалентному процессу спускоподъемной операции трубы ГНКТ на скважине.

Характеристики трубы ГНКТ:

- диаметр трубы: 44,45 мм;
- длина трубы: 3700 м;
- толщина по секциям: 4,0 мм, 3,7–3,4 мм, 3,0 мм.

Чувствительность датчиков варьировалась в диапазоне от 8 до 15 мВ/Гс.

В ходе тестирования были выявлены следующие нюансы, вызывающие ложные срабатывания программного модуля, визуально определяющиеся как дефекты:

- Радиальное искривление трубы внутри дефектоскопа, возникающее сразу после укладчика, напрямую влияет на расстояние между датчиками и поверхностью трубы.
- Шоки и вибрации, возникающие при перемотке трубы из-за остаточных напряжений после барабана, также оказывают существенное воздействие на процесс дефектоскопии. Эти вибрации кратковременно изменяют положение трубы относительно сенсоров, что приводит к увеличению шумов и ложных срабатываний.
- Влияние металлических остатков (стружки) и других мелких посторонних предметов из магнитного материала на теле трубы.

С учетом этих нюансов, эмпирическим путем была установлена оптимальная чувствительность сенсоров на уровне 15 мВ/Гс. Этот уровень чувствительности снижает влияние шумов, вызванных шоками и вибрациями, но остается недостаточным для обнаружения дефектов при настройке (калибровке) дефектоскопа на чувствительность контроля от искусственных дефектов – сквозного отверстия 0,8 мм и паза на наружной поверхности.

Для минимизации данных эффектов требуется центровка трубы посредством демпферных механизмов

на датчиках. Важно, чтобы труба была отцентрирована относительно электромагнитных датчиков, сохраняя постоянное расстояние между поверхностью трубы и каждым датчиком.

Выводы

Проведенные работы подтверждают эффективность предложенного метода неразрушающего контроля состояния ГНКТ в процессе перемотки. Необходимо доработать корпус дефектоскопа, установив демпфирующий механизм для датчиков с целью уменьшения влияния шоков, вибраций, а также радиальных искривлений трубы внутри дефектоскопа из-за остаточных напряжений при размотке барабана. Также на корпус дефектоскопа необходимо установить очиститель (скребок) для снятия посторонних предметов и металлической стружки с тела трубы. ●

Литература

1. <https://estm-tula.com/>.
2. <http://fj-volga.com/>.
3. <http://www.fidmashnov.by/prod/oborudovanie-koltyubingovoe/>.
4. <http://www.atmel.com/ru/ru/>.
5. Сборник трудов математические методы в технике и технологиях 2014 «Разработка программной платформы и инструментального приложения формирования проектов». С.В. Яроцкий, С.Н. Катунев.
6. Сборник трудов математические методы в технике и технологиях 2015 «Разработка автоматизированной информационной системы веб-мониторинга энергоресурсов» С.В. Яроцкий, С.Н. Катунев.
7. Яроцкий С.В., Журавлев А.Н. Разработка и внедрение в эксплуатацию тренажера для обучения буровых колтыубинговой установки // Инжиниринг Техно 2016 : сб. тр. IV междунар. науч.-практ. конф., г. Саратов, 22–25 окт. 2016 г.: в 2-х т. 2016. Т. 1. С. 41–46.
8. Журавлев А.Н., Яроцкий С.В., Виткалов Е.Г. Комплексное решение задачи сбора данных и управления СУ ЭЦН по gsm/gprs каналу связи на основе среды RIVG // Инжиниринг Техно 2016: сб. тр. IV междунар. науч.-практ. конф., г. Саратов, 22–25 окт. 2016 г.: в 2-х т. 2016. Т. 1. С. 175–187.
9. Виткалов Е.Г., Яроцкий С.В., Журавлев А.Н., Томашевский Ю.Б. Инклинометр для формирования представления создаваемых стволов при кислотоструйном бурении для колтыубинговых установок // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. 2017. Вып. № 4. Т. 73. № 4. С. 42–46.
10. Алёшин Н.П., Щербинский В.Г. Радиационная, ультразвуковая и магнитная дефектоскопия металлоизделий: учебник для ПТУ. – М.: Высшая школа, 1991. – 271 с.: ил. С. 212–214.
11. https://test.medcotas.co.uk/russian/russian/brochures/tas_brochure.pdf.
12. <https://www.rogtectmagazine.com/разпромнефть-нтц-перспективы-примен/?lang=ru>.

KEYWORDS: coiled tubing, flexible tubing pumping and compressor pipe, descent and lifting operations, strips.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ВЫНОСА ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

с применением систем дозированной подачи ПАВ-содержащих композиций

АВТОРЫ СТАТЬИ ОБСУЖДАЮТ ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПОСОБА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, ПРЕДВАРИТЕЛЬНО РАЗДЕЛЕННОГО НА ЛЕГКУЮ И ТЯЖЕЛУЮ ШИРОКИЕ ФРАКЦИИ, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО РЕАЛИЗОВАТЬ ПРОЦЕСС С ЗАГРУЗКОЙ КАТАЛИЗАТОРА В 1.5–2 РАЗА МЕНЬШЕЙ ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМИ СХЕМАМИ. РАССМОТРЕН ОРИГИНАЛЬНЫЙ МЕТОД ПРЕДСТАВЛЕНИЯ СЫРЬЯ ГИДРООЧИСТКИ КАК СОВОКУПНОСТИ УЗКИХ ФРАКЦИЙ, В КАЖДОЙ ИЗ КОТОРЫХ СУММА СЕРАОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК ПСЕВДОКОМПОНЕНТ

THE ARTICLE PRESENTS AN OVERVIEW OF THE MEASURES TAKEN AT THE GUBKINSKOYE GAS FIELD TO INTENSIFY THE REMOVAL OF FORMATION FLUID FROM THE BOTTOM WHEN COMBATING FLOODING OF GAS WELLS. BASED ON THE RESULTS OF LABORATORY STUDIES, A SOLUTION TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF USING SYSTEMS FOR THE METERED SUPPLY OF SURFACTANT-CONTAINING COMPOSITIONS WAS DEVELOPED

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, обводнение газовых скважин, поверхностно-активное вещество, установка дозированной подачи, газо-водяной контакт, вынос пластовой жидкости, метилдиэтаноламин.

Пушников Константин Викторович

заместитель генерального директора, главный геолог ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Егорин Илья Александрович

начальник отдела по разработке месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Гизатуллин Руслан Рамилевич

мастер по исследованию скважин ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Романова Наталья Александровна

доцент кафедры автоматизации технологических процессов и производств, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, к.т.н.

Одной из задач повышения эффективности эксплуатации скважин газовых месторождений в период падающей добычи, сопровождающейся интенсивным внедрением пластовой жидкости в призабойную зону пласта, является интенсификация выноса жидкости с забоя «самозадавливающихся» скважин. При внедрении и накоплении столба жидкости в стволе скважины гидростатическое давление, оказываемое на продуктивный пласт, снижает депрессию до значений, при которых скорость восходящего потока в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и вынос жидкости минимизируются, и скважина перестает давать продукцию. С целью соблюдения возрастающих требований к охране окружающей среды и обеспечения эксплуатационной надежности объектов газодобычи в России

требуется внедрение новых технологических решений, которые позволят рационально использовать природные ресурсы.

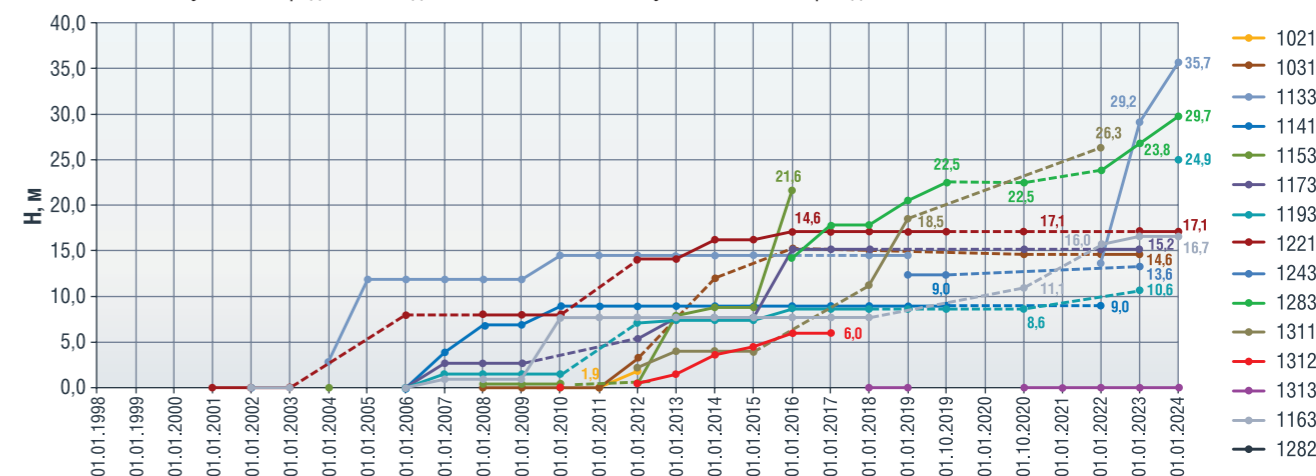
Губкинское НГКМ

На Губкинском нефтегазоконденсатном месторождении ведутся работы по интенсификации выноса скапливающейся на забое жидкости и борьбы с обводнением. В числе основных геолого-технических мероприятий можно выделить проведение водоизоляционных работ, установку на эксплуатационном фонде скважин концентрических лифтовых колонн, проведение технологических продувок скважин с выпуском газа в атмосферу с предварительной загрузкой твердых и жидких ПАВ на забой скважины через колонну насосно-компрессорных труб,



УДК 622.276.6

РИСУНОК 1. Результаты определения подъема ГВК по скважинам Губкинского месторождения



постоянная подача жидких ПАВ в дающие скважины с помощью дозированной установки, замена насосно-компрессорных труб на трубы с меньшим диаметром.

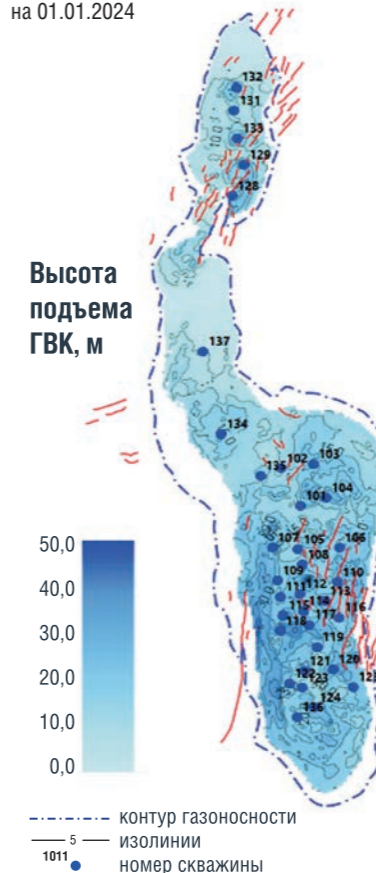
В 2023 г. на сеноманской залежи Губкинского месторождения определение газо-водяного контакта (ГВК) выполнено в 49 скважинах (39 эксплуатационных, 8 наблюдательных, одной пьезометрической и одной поглощающей). Текущий ГВК определен в 24 скважинах, из них: в 17 скважинах положение ГВК с 2022 г. не изменилось; в семи скважинах зафиксирован подъем ГВК. Высота подъема контакта за год по данным 7 скважин составила от 2,4 до 19,1 м, с начала разработки – с 18 до 33,1 м. По 17 скважинам подъем относительно предыдущих исследований не изменился.

С целью контроля за обводнением эксплуатационных скважин Губкинского газового промысла в 2023 г. проведен гидрохимический анализ 207 проб из 93 скважин. Признаки пластовой воды по содержанию ионов хлора (более 1500 мг/л) отмечались в пробах 20 скважин, при этом в 13 скважинах вынос пластовой воды отмечался в 2022 году.

Проблема эксплуатации обводняющихся скважин является одной из самых актуальных для Губкинского месторождения и месторождений Ямала, приуроченных к сеноманской залежи природного газа.

Одной из существующих технологий, позволяющей интенсифицировать вынос жидкости и механических примесей с забоя

РИСУНОК 2. Карта подъема ГВК на 01.01.2024



скважины за счет увеличения скорости восходящего потока в трубном пространстве, является установка концентрической лифтовой колонны (далее – КЛК).

Оснащение эксплуатационных скважин концентрическими лифтовыми колоннами обеспечивает значительное снижение количества технологических продувок и сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. По состоянию на 01.01.2024

на Губкинском месторождении на скважинах № 1091, 1321 выполнен спуск КЛК (рисунок 4), скважины запущены в эксплуатацию.

К преимуществам данной технологии можно отнести эффективность применения за счет постоянного поддержания оптимального рекомендованного технологического режима работы скважины, стабильный дебит за счет уменьшения фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта. При необходимости существует техническая возможность переустановки КЛК на другую скважину.

На Губкинском месторождении следующий ввод КЛК в количестве 25 единиц был запланирован на 2032–2049 гг. Однако данная технология является дорогостоящей и технически сложно реализуемой, несмотря на все свои преимущества, и в новой редакции проектных документов в дальнейшем установка КЛК не рекомендуется и не предусматривается.

Для ограничения поступления в скважину прорывающейся подошвенной воды на скважинах Губкинского месторождения проводится капитальный ремонт скважин – водоизоляционные работы (ВИР) с креплением призабойной зоны пласта. Одной из применяемых технологий является проведение ВИР с использованием кремнийорганических материалов без глушения скважины [11, 12]. Среди преимуществ данной технологии можно выделить сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта-коллектора за счет отсутствия

РИСУНОК 3. Схема подземного обустройства газовой скважины концентрической лифтовой колонной

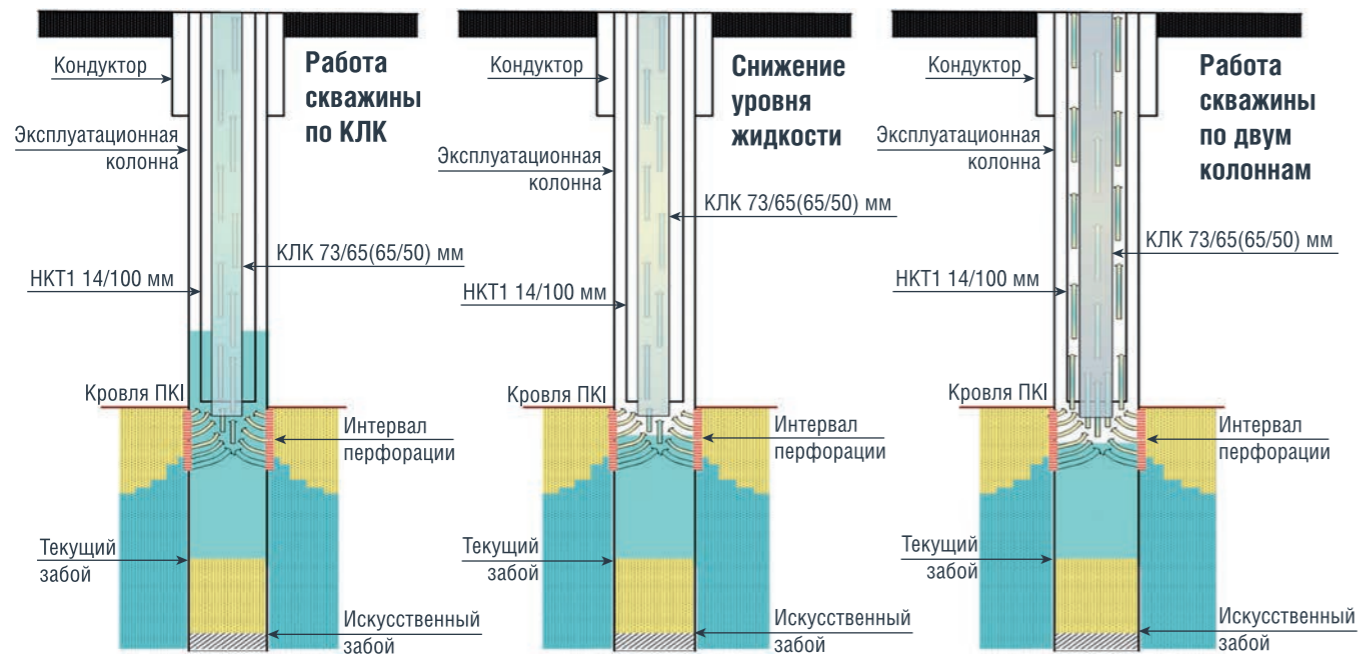


РИСУНОК 4. Фонтанная арматура скважины, оборудованной концентрической лифтовой колонной



воздействия на него жидкости глушения (применяется надувной пакер), и тампонажный материал равномерно распределяется в околоскважинном пространстве. В 2024 году на Губкинском НГКМ было проведено два успешных капитальных ремонта скважин с целью водоизоляции и крепления призабойной зоны пласта с глушением скважины [16, 18]. Замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра может обеспечивать увеличение скорости восходящего потока и вынос жидкости с забоев скважины. Номограмма (рисунок 5) позволяет оценить минимальный расход газа, необходимый для выноса жидкости

на месторождениях Ямала в зависимости от типоразмера НКТ. Однако, учитывая опыт, полученный на Уренгойском, Ямбургском и Медвеьем месторождениях, требуемый вынос обеспечивается в течение непродолжительного времени (не более 8 месяцев) [22]. С целью оптимизации режимов эксплуатации, при которых в проблемных скважинах, дающих продукцию, создаются условия для выноса жидкости на Губкинском НГКМ, применяется технология автоматизированной подачи жидких ПАВ с помощью дозировочной установки. В данный период эксплуатации постоянная подача жидких ПАВ производится на четырех скважинах, оборудованных

дозировочными установками. Сущность метода обработки скважины ПАВ заключается в том, что при закачке пенообразующего ПАВ в скважину, растворении его в пластовой жидкости и прохождении газа через столб раствора образуется пенная структура, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. Пенообразование обеспечивается снижением поверхностного натяжения воды в ее растворе с ПАВ. При этом плотность пены значительно меньше плотности пластовой жидкости. График дебита скважины № 1333 проиллюстрирован на рисунке 6. Дебит скважины 130 тыс. м³/сут обеспечивается постоянной

РИСУНОК 5. Номограмма определения минимального расхода газа для выноса жидкости от давления для газовых месторождений Ямала

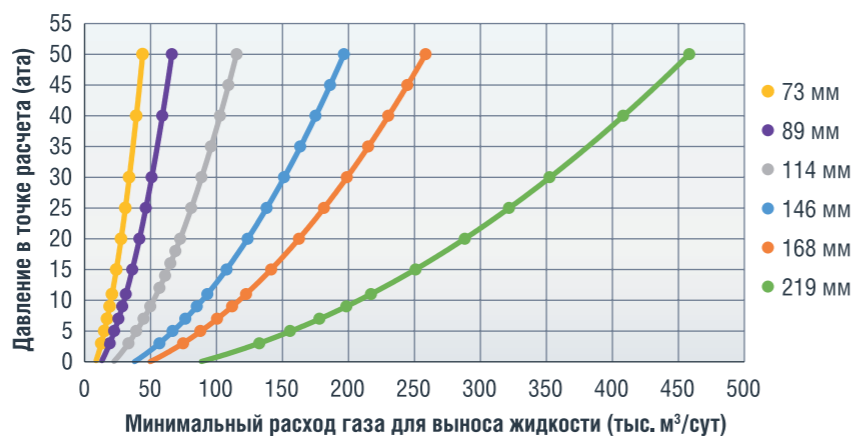


РИСУНОК 6. График дебита эксплуатационной скважины № 1333 (1 – точка среднего дебита, 2 – точка минимального дебита)

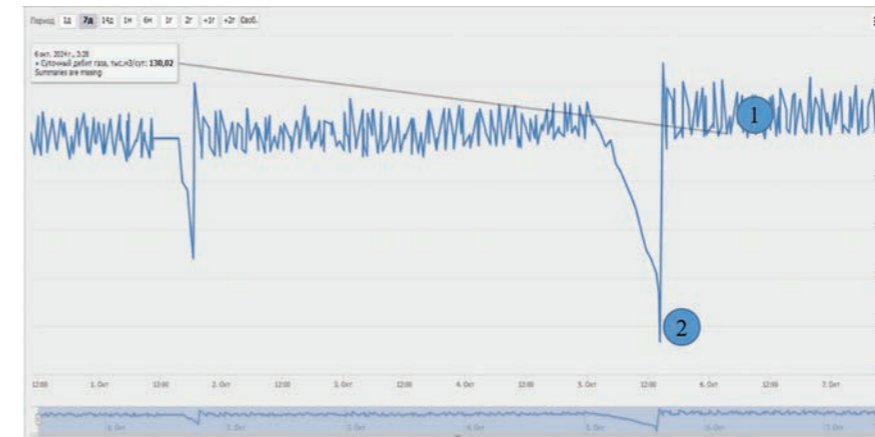
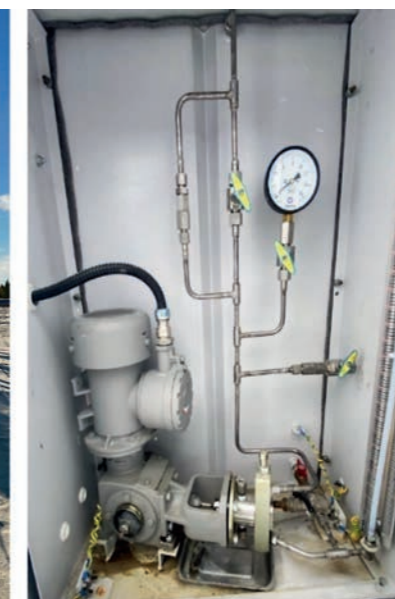


РИСУНОК 7. Установка дозировочная взрывозащищенная



подачей жидких ПАВ в затрубное пространство посредством дозировочной установки (15–45 л/сут). Снижение дебита скважины на графике происходит в связи с истощением резервуара с жидкими ПАВ. После восполнения реактивов дебит возвращается к своим средним показателям. В период отрицательных температур вводится добавка ингибитора гидратообразования – метанола. Согласно геофизическим исследованиям, нижний интервал перфорации скважины № 1333 находится ниже ГВК (таблица 1), что обуславливает интенсивное поступление пластовой воды и вынос механических частиц породы в связи с негативным влиянием пластовой воды

на структурно-механические свойства призабойной зоны пласта. Исходя из накопленного производственного опыта применение ПАВ на Губкинском месторождении позволяет избавиться или значительно снизить число продувок, что, в свою очередь, позволяет избежать снижения продуктивных характеристик на скважинах

ТАБЛИЦА 1. Результаты интерпретации ГИС скв. № 1333

Пласт	Интервал перфорации	Работающий интервал	Характеристика
ПК-1	842,0–855,0	842,0–844,6	Слабый приток
		844,6–854,2	Интенсивный приток
		854,2–855,0	Приток (вода)

и повысить коэффициент эксплуатации скважин. А использование ПАВ при проведении продувок после образования газо-жидкостных пробок и самозадавливания скважин значительно сокращает время продувок и выбросы природного газа в атмосферу и сокращение углеродного следа, что соответствует требованиям природоохранных организаций [17]. Также рекомендуется применение составов ПАВ при освоении скважин после капитального ремонта и при последующей отработке с целью очистки ствола скважины от технологических жидкостей с минимизацией потерь газа.

Главным условием эффективного удаления скопившейся на забое скважины воды является образование стабильной дисперсной системы, где дисперсной средой является жидкость, а дисперсной фазой – природный газ. Сущность метода обработки скважины ПАВ заключается в том, что при закачке пенообразующего ПАВ в скважину, растворении его в пластовой жидкости и прохождении газа через столб раствора образуется пенная структура, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. Таким образом за счет пенообразования обеспечивается интенсивный вынос скапливающейся на забое жидкости.

Объект и методы исследования

Сотрудниками ООО «Газпром добыча Ноябрьск» постоянно ведется поиск и разработка новых композиций пенообразователей и стабилизаторов пены для использования на объектах Общества. Изобретение RU 2646991 С1 [24] повышает эффективность выноса жидкости (пластовой воды) из газовых скважин в условиях

низких пластовых давлений и дебитов газовых скважин. Технический результат от решения поставленной задачи заключается в увеличении стойкости пены до оптимальных значений, а также снижении минимально необходимой концентрации пенообразователя.

Известно, что композиции, применяемые для обработки забоя самозадавливающихся скважин, должны удовлетворять следующим требованиям [23]:

- обладать пенообразующей способностью с пластовой жидкостью, обеспечивающей интенсивный вынос жидкости с забоя скважины;
- быть стабильными в течение одного цикла продувки скважины (или в течение периода до полной очистки забоя);
- полностью растворяться в пластовой или конденсационной воде без образования остатка;
- не терять свою активность при контакте с высокоминерализованными водами.

На Губкинском нефтегазоконденсатном месторождении применяется ПАВ-содержащий реагент Atren SA, реализуемый группой компаний «Миррико». Использование данной композиции позволяет производить постоянную обработку призабойной зоны пласта с целью интенсивного выноса скапливающейся пластовой жидкости.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований технологических (пенообразующая способность, устойчивость, стабильность, кинетика разрушения пены) свойств пенообразующей композиции Atren SA с добавлением метилдиэтаноламина (МДЭА) для увеличения кратности и стабильности пены.

Метилдиэтаноламин (МДЭА), как и другие амины, широко применяется в качестве селективного сорбента при переработке природных и заводских газов для очистки их от таких кислых примесей, как сероводород, двуокись углерода и иногда меркаптанов.

Процесс удаления примесей из природного газа с использованием МДЭА проводится в абсорберах, внутри которых расположены контактные устройства: тарелки или

насадки. В тарельчатых абсорберах природный газ барботирует сквозь раствор МДЭА в противотоке или перекрестном токе, при этом на поверхности раздела фаз (пузырей газа) осуществляется контакт и происходит поглощение двуокиси углерода и сероводорода.

В насадочных аппаратах контакт осуществляется на поверхности пленки, образуемой стекающей жидкостью – абсорбентом. Насыщенный поглощенным газом раствор направляется в десорбер, представляющий собой ректификационную колонну, где происходит регенерация МДЭА.

Очищенный природный газ выходит из абсорбера, а регенерированный раствор МДЭА охлаждается и возвращается в абсорбер для повторного использования.

Одной из проблем, возникающих при проведении процесса абсорбции, является вопрос вспенивания раствора амина вследствие его постепенной деградации [3, 4, 5, 6]. Вспенивание приводит к уменьшению поверхности контакта фаз и существенно затрудняет проведение процессов абсорбции и ректификации. Проблему вспенивания аминов отмечают как российские [1, 2, 4], так и зарубежные ученые [14, 19, 20, 21]. Механизмы деградации аминов могут быть различны, подробно они описаны авторами [8].

Известно, что при повышении температуры возрастает вероятность термической деструкции аминов, с образованием летучих продуктов их распада. В работах [1, 9] исследовано влияние примесей, в том числе продуктов разложения амина на такие показатели вспениваемости растворов амина, как кратность пены и ее стабильность. Показано, что наиболее заметное влияние оказывают щавелевая и муравьиная кислоты, повышая кратность и стабильность пены в 6,8 и 20 раз соответственно. Механические примеси также влияли на стабильность пены, увеличивая ее в 8–9 раз уже при концентрации их 0,01% в 33%-ном водном растворе амина [1]. В статье [2] показано, что присутствие алканов с температурами кипения от 0 °С и выше (например, компоненты газового конденсата) так же увеличивают вспениваемость растворов аминов.

Упомянутый недостаток аминовых сорбентов можно использовать для интенсификации выноса пластовой жидкости в самозадавливающихся скважинах. Для проведения лабораторных экспериментов по влиянию концентрации аминов на свойства пены был выбран метилдиэтаноламин. Он менее токсичен по сравнению, например, с моноэтаноламином, относится к третьему классу опасности по степени воздействия на организм (моноэтаноламин ко второму классу).

Рецептура пенообразующей композиции должна включать в себя: вспениватель – анионоактивное ПАВ; стабилизатор пены и реагент для укрепления структуры смеси и повышения ее несущей способности – метилдиэтаноламин (далее – МДЭА); бактерицид.

Метилдиэтаноламин является малотоксичным (третий класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76) и биоразлагаемым веществом, что делает его безопасным для использования в нефтегазовой промышленности.

Методика определения кратности пены в зависимости от концентрации метилдиэтаноламина

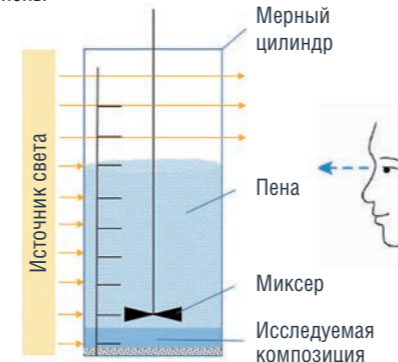
Для оценки кратности пены была использован и модифицирован [23] алгоритм проведения лабораторных экспериментальных исследований.

Материалы: раствор Atren SA, метилдиэтаноламин (МДЭА), цилиндр или другая мерная емкость, миксер.

1. Подготовьте серию растворов ПАВ с различными концентрациями МДЭА. Например, можно приготовить растворы с концентрациями МДЭА 0%, 2,5%, 5%, 10% и 20%.
2. Налейте одинаковый объем (например, 100 см³) каждого раствора в мерный цилиндр или емкость.
3. Используйте миксер для вспенивания каждого раствора в течение определенного времени (например, 1 минуту) с определенной частотой вращения – 1000 оборотов в минуту.

4. Оставьте растворы стоять на 1 минуту, чтобы полученная пена осела.
5. Измерьте высоту пены и высоту жидкости в каждом цилиндре или емкости (рисунок 8).

РИСУНОК 8. Исследование кратности пены



6. Рассчитайте кратность пены для каждого раствора, используя следующую формулу:
Кратность пены = Высота пены / Высота жидкости
7. Постройте график зависимости кратности пены от концентрации МДЭА.

После обработки результатов были сделаны выводы:

Метилдиэтаноламин (МДЭА) влияет на кратность пены следующим образом (табл.2). Высота пены

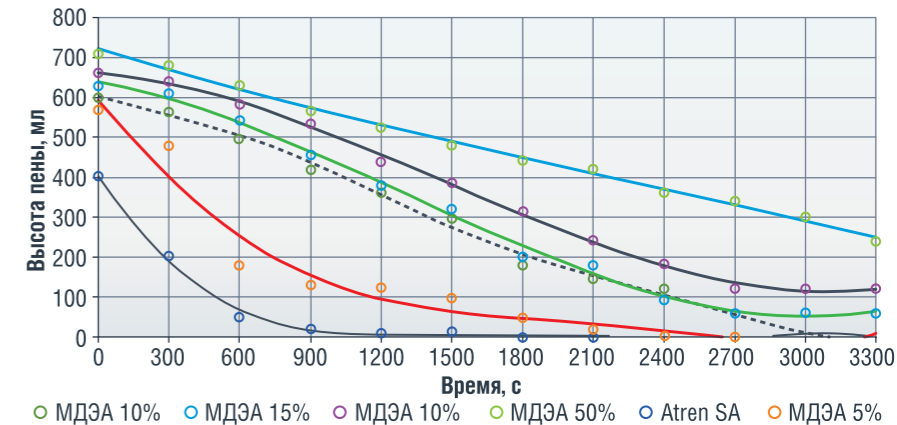
ТАБЛИЦА 2. Влияние МДЭА на пенообразующую способность раствора

Концентрация МДЭА, мас.%	Высота пены, мл
0	400
5	590
10	610
15	630
25	660
50	710

указана в мл, так как измерения производились по шкале, указанной на мерном стакане, соответствующей объему пены. При постоянном диаметре стакана можно считать, что увеличение объема пены эквивалентно увеличению ее высоты.

Из таблицы видно, что кратность пены наиболее существенно увеличилась при концентрации

РИСУНОК 9. Кинетика разрушения пены



МДЭА 5% (почти в 1,5 раза). Дальнейшее увеличение было менее заметным.

Влияние концентрации метилдиэтаноламина на стабильность пены: при концентрациях МДЭА (до 12%) увеличивает стабильность пены. Концентрация МДЭА, необходимая для достижения желаемой кратности пены, зависит от состава исследуемой композиции (конкретного анионного ПАВ и других компонентов системы), наличия углеводородов, механических примесей и минерализации пластовых вод. Однако, как правило, оптимальное увеличение кратности и стабильности пены наблюдается при концентрациях МДЭА от 8 до 13,0%.

В нашем случае из графика видно, что при повышении концентрации МДЭА с 10 до 15 массовых процентов стабильность пены возрастает незначительно, поэтому рекомендуемые концентрации метилдиэтаноламина в водном растворе лежат в вышеуказанных пределах.

Влияние метилдиэтаноламина на гидратообразование

Образование техногенных гидратов является острой проблемой большинства месторождений, расположенных в криолитозоне [13]. МДЭА подавляет образование гидратов, снижая температуру, при которой они образуются. Это происходит за счет снижения активности воды в растворе (как у всех ингибиторов гидратообразования

термодинамического действия), что приводит к смещению равновесных условий гидратообразования в сторону более высоких давлений или более низких температур (рисунок 10).

РИСУНОК 10. Кривая гидратообразования в условиях Губкинского газового месторождения



Кроме того, благодаря гидрофильным свойствам МДЭА обладает способностью растворять уже образовавшиеся гидраты.

Таким образом, МДЭА является ингибитором гидратообразования термодинамического действия, который можно использовать для предотвращения образования гидратов в газовых скважинах и трубопроводах. Использование МДЭА в качестве добавки к ПАВ снижает риск гидратообразования в переходный период колебаний температур окружающей среды от положительных к отрицательным и экономит потребление метанола в зимние месяцы.

Ингибирование коррозии

Метилдиэтанолламин также может действовать как ингибитор коррозии в углеводородных системах, содержащих анионные ПАВ. Он образует защитную пленку на металлических поверхностях, предотвращая их взаимодействие с агрессивными ионами, такими как хлориды за счет своей основной природы.

Взаимодействие метилдиэтанолламина с компонентами природного газа

Метилдиэтанолламин плохо растворим в углеводородах алканового ряда, кроме того, он обладает низкой летучестью (давление насыщенного пара при 20 °С менее 2 мм рт.ст.). Перечисленные свойства определяют его малый унос с газовой фазой. Кроме того, на месторождениях, характеризующихся присутствием примесей сероводорода и углекислого газа, аппараты, предназначенные для удаления метилдиэтанолламина из газа (в частности, сепараторы с каплеотбойниками в виде, например, пакетов регулярной насадки из металлической сетки), являются частью технологической цепочки установок комплексной подготовки газа. Таким образом, метилдиэтанолламин не будет являться посторонним компонентом смеси и доступен на большинстве промыслов.

Заключение

В результате проведенных испытаний на месторождениях ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Губкинское, Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Западно-Таркосалинское, Комсомольское) технология обработки скважин ПАВ показала свою эффективность – ввод ПАВ в призабойную зону скважины является малозатратным и простым методом интенсификации выноса скапливаемой жидкости. При этом на основе полученного опыта, приоритетным методом являются обработки составами, содержащими жидкие ПАВ, с применением дозирующих насосов (отсутствие необходимости регулярных посещений операторами добычи

скважин для заброса стержней твердых ПАВ [24] (с монтажом лубрикатора), непрерывность обработки в течение длительного промежутка времени, эффективная доставка пенообразователя в ПЗП по затрубному пространству).

Добавление в состав ПАВ-содержащей композиции метилдиэтанолламина в концентрации до 12% не только повышает пенообразующую способность и стабильность образованной пены до оптимальных значений, но и также придает используемому раствору свойства ингибитора гидратообразования и коррозии, что обеспечивает стабильный вынос скапливаемой на забое скважины жидкости, изменяет условия гидратообразования, защищает подземное оборудование от коррозионного действия агрессивных компонентов среды. ●

Литература

1. Исследование пенообразующей способности аминного раствора под влиянием различных примесей / Н.А. Пивоварова, Р.Ф. Гибадуллин, Р.Д. Салмахаев, Т.И. Сасина // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2018. – № 2(66). – С. 77–83. – DOI 10.24143/1812-9498-2018-2-77-83.
2. Гибадуллин Р.Ф. К вопросу пенообразующей способности аминных растворов под влиянием различных пенообразующих веществ / Р.Ф. Гибадуллин, Д.А. Чудиевич, Н.А. Пивоварова // Переработка углеводородного сырья: проблемы и инновации-2022: Материалы Международной научно-практической конференции, Астрахань, 10 ноября 2022 года. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2022. – С. 210–213.
3. Engel, D. Manage contaminants in amine treating units-Part 2: Rich amine filtration, inlet separation and amine foaming / D. Engel, P.S. Northrop // Hydrocarbon Processing. – 2018. – V. 97. – № 7. – P. 41–45.
4. Коваленко, В.П. Повышение эффективности фильтрации аминов на установках абсорбционной очистки газов газа / В.П. Коваленко, Ф.Р. Исмагилов, Д.А. Чудиевич // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. – № 5. – С. 51–53.
5. Engel, D. Managing process contaminants in amine treating units – Part 1: Lean amine filtration / D. Engel, P.S. Northrop // Hydrocarbon Processing. – 2018. – V. 97. – № 6. – P. 57–62.
6. Ваганов Руслан Кизитович. Разработка комплексных методов обеспечения работоспособности газопроводов в условиях коррозионно-агрессивных сред. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук М., 2022.
7. Чудиевич Д.А., Гибадуллин Р.Ф., Пастушкова С.М., Каргин Д.Д. Основные проблемы при очистке высокосернистых газов и пути их решения // Научный журнал Российского газового общества. 2024. № 3(445). С. 128–135.
8. Лаврентьев И.А., Александров В.М. Деградация этаноламинов при абсорбционной очистке газов. Способы регенерации. Особенности восстановленных МЭА, ДЭА и МДЭА: сайт. URL: <https://sintez-oka.com/upload/pdfs/publication11.pdf>.
9. Gibadullin R.F., Chudievich D.A. Studying influence of different impurities on foaming of amine absorbents of sour gas treatment plants // Oil and gas technologies and environmental safety № 2, 2023 <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-2-34-44>.

10. Голубева И.А. Актуальные проблемы аминной очистки природных газов, анализ и пути решения / И.А. Голубева, А.В. Дашкина, И.В. Шульга // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60, № 1. – С. 51–56. – DOI 10.31857/S0028242120010086
11. Двойников М.В., Леушева Е.Л. Современные тенденции освоения углеводородных ресурсов // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 879–880.
12. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12–22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4
13. Korobov G. Y. et al. Analysis of Nucleation Time of Gas Hydrates in Presence of Paraffin During Mechanized Oil Production // International Journal of Engineering. – 2024. – Т. 37. – № 7. – С. 1343–1356.
14. Vega, F., Sanna, A., Navarrete, B., Maroto-Valer, M.M. & Cortés, V.J. 2014, 'Degradation of amine-based solvents in CO₂ capture process by chemical absorption', Greenhouse Gases: Science and Technology, vol. 4, no. 6, pp. 707–733. <https://doi.org/10.1002/ghg.1446>
15. Mardashov, D.V.; Rogachev, M.K.; Zeigman, Y.V.; Mukhametshin, V.V. Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. Energies 2021, 14, 654. <https://doi.org/10.3390/en14030654>
16. Черных В.И., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Новый взгляд на учет минерального состава карбонатных коллекторов при глушении скважин: экспериментальные исследования // Записки Горного института. 2024. С. EDN QOALPE
17. Пашкевич М.А., Данилов А.С. Экологическая безопасность и устойчивое развитие // Записки Горного института. 2023. Т. 260. С. 153–154
18. Islamov S. R., Bondarenko A. V., Korobov G. Y., Podoprigora D. G. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs (http://www.iaeme.com/MasterAdmin/UploadFolder/IJCET_10_01_241/IJCET_10_01_241.pdf) / International Journal of Civil Engineering and Technology, № 1, V 10, 2019, pp. 2697–2713.
19. Ng, E.L.S.; Lau, K.K.; Chin, S.Y.; Lim, S.F. Foam and Antifoam Behavior of PDMS in MDEA-PZ Solution in the Presence of Different Degradation Products for CO₂ Absorption Process. Sustainability 2023, 15, 1608. <https://doi.org/10.3390/su15021608>.
20. Keewan, M.; Banat, F.; Alhseinat, E.; Zain, J.; Pal, P. Effect of operating parameters and corrosion inhibitors on foaming behavior of aqueous methyldiethanolamine solutions. J. Pet. Sci. Eng. 2018, 165, 358–364.
21. Alhseinat, E.; Keewan, M.; Banat, F. Impact of dissolved and undissolved organics on foaming of industrial amine. Int. J. Greenh. Gas Control. 2017, 60, 156–161.
22. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Ваганов Ю.В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2019. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-primeneniya-penoobrazovateley-dlya-udaleniya-zhidkosti-s-zaboev-gazovyh-skvazhin> (дата обращения: 03.11.2024). обращения: 03.11.2024).
23. Турицына М.В., Кучин В.Н., Гизатуллин Р.Р. Исследование влияния минерализации вод на технологические характеристики газожидкостных смесей. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12. № 6. С. 64–73.
24. Патент № 2646991 Рос. Федерация, МПК С09К 8/536, С09К 8/92. Состав для выноса жидкости из газовых скважин: заявл. 07.09.2016: опубл. 13.03.2018 / Ридель И.А., Медведев М.В., Онищенко О.С., Бучельников С.В., Винник Д.В., Урусов Ю.А. – 3 с.

KEYWORDS: oil and gas condensate field, watering of gas wells, surfactant, metered feed installation, gas-water contact, removal of reservoir fluid, methyldiethanolamine.



Больше, чем вы ожидаете увидеть

Авторские туры ITM CLUB



ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ ЗАКАЧКИ на месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз»

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ВСТУПИВШИЕ НА ПОЗДНЮЮ СТАДИЮ РАЗРАБОТКИ, ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ СНИЖЕНИЕМ УРОВНЯ ОТБОРОВ НЕФТИ И ЗАЧАСТУЮ РАЗРАБАТЫВАЮТСЯ С СИСТЕМОЙ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД). СИСТЕМА ППД ПОЗВОЛЯЕТ НЕ ТОЛЬКО СОКРАТИТЬ ТЕМПЫ СНИЖЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, НО И ПОВЫСИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ. СЛОЖНОСТЬ В УПРАВЛЕНИИ СИСТЕМОЙ ППД ЧАЩЕ ВСЕГО ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В БОЛЬШОМ КОЛИЧЕСТВЕ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ. КЛАССИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ПРЕДПОЛАГАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ТРУДОЗАТРАТЫ ПО АНАЛИЗУ ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ. НАЧИНАЯ С 2022 ГОДА СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ ООО «ТННЦ» ПРОВОДЯТ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКУЮ РАБОТУ ПО ПРИМЕНИМОСТИ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ. ОСНОВЫВАЯСЬ НА РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, СФОРМИРОВАНЫ АЛГОРИТМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ЗАКАЧКИ. В РАБОТЕ ОПИСАН ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ВОДЫ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ», ПОЗВОЛЯЮЩИХ ПОДДЕРЖАТЬ И УВЕЛИЧИТЬ БАЗОВЫЕ УРОВНИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

OIL FIELDS THAT HAVE ENTERED THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT ARE CHARACTERIZED BY A DECREASE IN THE LEVEL OF OIL RECOVERY AND ARE OFTEN DEVELOPED WITH A RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE (RPM) SYSTEM. THE RPM SYSTEM ALLOWS NOT ONLY TO REDUCE THE RATE OF DECLINE IN OIL PRODUCTION, BUT ALSO TO INCREASE THE OIL RECOVERY FACTOR. THE COMPLEXITY OF MANAGING THE RPM SYSTEM MOST OFTEN LIES IN THE LARGE NUMBER OF ACTIVE INJECTION WELLS AND THE UNCERTAINTY OF THE DISTRIBUTION OF GEOLOGICAL AND PHYSICAL PROPERTIES OF THE RESERVOIR IN THE INTERWELL SPACE. THE CLASSIC PROCESS OF INJECTION CONTROL INVOLVES SIGNIFICANT LABOR COSTS FOR ANALYZING FIELD INFORMATION TO SELECT OPTIMAL MODES. STARTING IN 2022, SPECIALISTS FROM TNNC LLC HAVE BEEN CONDUCTING RESEARCH AND DEVELOPMENT WORK ON THE APPLICABILITY OF NEURAL NETWORKS FOR FLOODING CONTROL. BASED ON THE RESULTS OF THE STUDIES, ALGORITHMS FOR FORECASTING AND CALCULATING OPTIMAL INJECTION LEVELS HAVE BEEN DEVELOPED. THE PAPER DESCRIBES THE EXPERIENCE OF USING NEURAL NETWORKS TO CONTROL WATER INJECTION AT INJECTION WELLS AT RN-UVATNEFTEGAS LLC FIELDS, WHICH ALLOWS MAINTAINING AND INCREASING BASIC OIL PRODUCTION LEVELS

Ключевые слова: *нейросетевое моделирование, система поддержания пластового давления, разработка зрелых месторождений.*

Корниенко Святослав Александрович
начальник УГРМ Уватнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Гатамов Анар Виляят оглы
начальник отдела УГРМ Уватнефтегаз, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Лещенко Антон Александрович
главный специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Пономарев Роман Юрьевич
менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Нефтяные месторождения, вступившие на позднюю стадию разработки, характеризуются снижением уровня отборов нефти и зачастую разрабатываются с системой поддержания пластового давления (ППД). Система ППД представляет собой закачку воды или другого вытесняющего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и вытеснения невыработанных запасов углеводородов.

Система ППД позволяет не только сократить темпы снижения добычи нефти, но и повысить коэффициент извлечения нефти. Сложность в управлении системой ППД чаще всего заключается в большом количестве действующего фонда нагнетательных

скважин и неопределенностью распределения геолого-физических свойств пласта в межскважинном пространстве. Дополнительно сложность увеличивается при наличии техногенных ограничений в текущей инфраструктуре разрабатываемого объекта. В таком случае необходимо учитывать в целом связанную систему пласт – скважина – система поверхностного обустройства.

Классический процесс регулирования закачки предполагает значительные трудозатраты по анализу промысловой информации для подбора оптимальных режимов. Инженер-разработчик должен проанализировать информацию о:

УДК 553.981.004

РИСУНОК 1. Принципиальная схема инструмента



- потерях базовой добычи по действующему добывающему фонду;
- компенсации отборов жидкости закачкой, что косвенно отражает информацию об энергетическом состоянии залежи;
- инструментальных замерах пластового давления;
- инфраструктурных ограничениях добычи и закачки.

Данная информация позволит инженеру выделить проблемные зоны и перейти к более детальному по скважинному анализу, который включает в себя следующие пункты:

- оценка взаимовлияния между нагнетательными скважинами;
- экспертная оценка рисков прорыва воды от нагнетательных скважин к добывающим;
- оценка потенциала для регулирования по каждой скважине;
- выдача рекомендаций по регулированию каждой нагнетательной скважины.

При таком подходе тратится большое количество человеческих и временных ресурсов: временной интервал от регистрации потерь нефти до выдачи рекомендаций занимает не меньше месяца. Поэтому чаще всего такого рода анализ выполняют исключительно на месячных данных добычи, не используя большой объем суточных данных. Для решения данной задачи создают большое количество инструментов-помощников, которые позволяют автоматизировать процесс принятия решений. Эти инструменты могут быть основаны как на различных эмпирических правилах инженеров-разработчиков, так и на физически содержательных моделях. Инструменты имеют свои особенности и ограничения, но не позволяют полностью исключить влияние человека на итоговый результат.

В данной работе описывается опыт применения алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта для решения задачи оптимального управления закачкой в системе ППД на примере одного из месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз».

Нейросетевые алгоритмы управления закачкой

Нейронные сети являются частным случаем методов машинного обучения. Ключевой особенностью данного метода является процесс самообучения на экспериментальных данных.

В процессе обучения нейронные сети могут выявлять скрытые зависимости между параметрами и использовать их в дальнейшем для прогнозирования и оптимизации целевых управляющих параметров.

Идея применения методов машинного обучения для анализа промысловой суточной информации и автоматизированного определения взаимовлияния имеет большую популярность. На текущий момент уже существуют алгоритмы для управления закачкой на зрелых месторождениях [4]. По заявлениям авторов, эффект от применения технологий машинного обучения составляет 18% [2]. Авторы в своих статьях поднимают проблемы сложности реализации рассчитанной программы работ и необходимость непрерывного взаимодействия с цеховыми геологами для достижения максимального результата. В разработанных алгоритмах можно выделить ограничения применимости инструментов, которые не позволяют полноценно исключить влияние человеческого фактора. К таким ограничениям можно отнести отсутствие учета в нейросетевых моделях энергетического состояния пласта и процесса интерференции добывающих скважин [4].

Начиная с 2022 года специалисты компании ООО «ТННЦ» проводят научно-исследовательскую работу по применимости нейронных сетей для управления заводнением. Основываясь на результатах исследований и опыте коллег,

РИСУНОК 2. Динамика показателей разработки месторождения

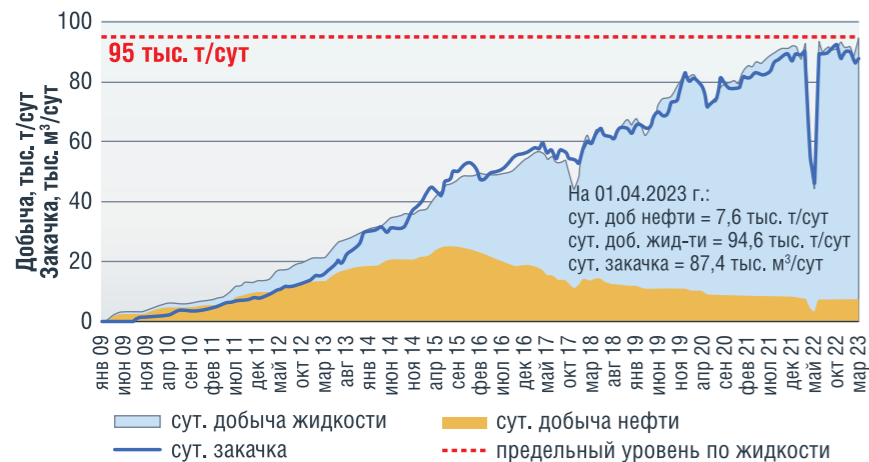
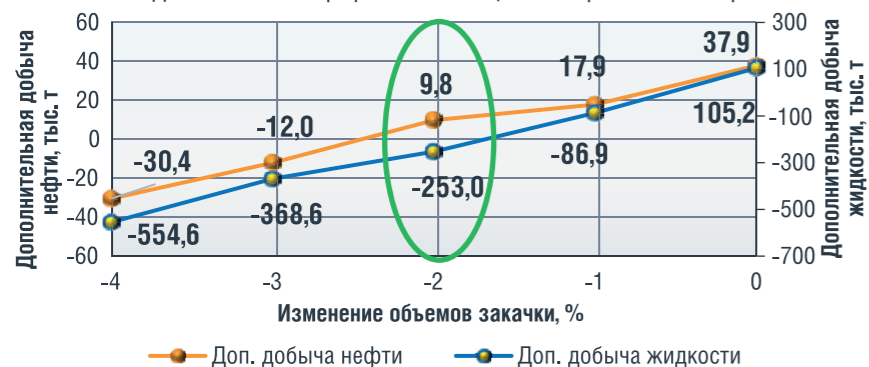


РИСУНОК 3. Диагностический профиль оптимизации по нейросетевым алгоритмам



сформированы алгоритмы прогнозирования и расчета оптимальных уровней закачки. Общая схема методики расчета представлена на рисунке 1.

Ключевая особенность алгоритмов – гибридный способ обучения нейронных сетей, что позволяет учесть физику процесса фильтрации, а также учесть энергетическое состояние пласта при обучении нейронных сетей. Дополнительно, разработанные модели позволяют оценить интерференцию добывающих скважин. Но и у разработанных алгоритмов есть ограничения – малый период планирования добычи (1 квартал) и длительное время обучения нейросетевых моделей [11].

Апробация алгоритмов на участке реального месторождения

Апробация алгоритмов проводилась на активах компании ООО «РН-Уватнефтегаз». Для апробации выделено месторождение со следующими особенностями: объект переходит из III в IV стадию

разработки и для дальнейшей выработки остаточных запасов необходимо проводить ГТМ, сопровождающиеся увеличением отборов жидкости. На месторождении отсутствует возможность для наращивания дополнительных отборов жидкости ввиду уже сложившейся максимальной нагрузки на инфраструктуру (рисунок 2).

Сформирована задача – в условиях существующих инфраструктурных ограничений, подготовить оптимизационные решения,

ТАБЛИЦА 1. Варианты ОПР

Вариант	Количество мероприятий, скв.	Риски
1	61	При проведении работ требуются большие трудозатраты по регулированию закачки и исключение проведения ГТМ на дополнительную добычу. Сложность корректной оценки эффективности мероприятий.
2	4	Минимальны

направленные на повышение эффективности процессов закачки и отборов с целью общего снижения нагрузки на инфраструктуру месторождения с сохранением уровня добычи нефти.

Для решения задачи специалистами ООО «ТННЦ» выполнены оптимизационные расчеты с применением нейросетевых алгоритмов. Цель расчетов – снижение отборов жидкости и закачки, при сохранении текущего уровня добычи нефти. По результатам расчета сформирован диагностический профиль возможных интегральных решений (рисунок 3).

Для апробации технологий сформированы варианты реализации опытно-промышленных работ (ОПР) с разной степенью рисков (таблица 1).

Для реализации выбран второй вариант с наименьшей степенью рисков. Планируемый эффект заключается в сокращении отборов жидкости на 54 тыс. м³ с дополнительной добычей нефти 5,6 тыс. т за счет снижения обводненности продукции за 5 месяцев работ.

Итоговая программа работ регулирования закачки представлена в таблице 2.

Для чистоты проведения эксперимента установлены следующие условия:

- Полная реализация всех рекомендованных мероприятий по нагнетательным скважинам;
- Режимы должны быть устойчивыми даже по смежным нагнетательным скважинам;
- На участке ОПР необходимо исключить проведение ГТМ.

ТАБЛИЦА 2. Рекомендованная программа работ

№ скв.	Приемистость		
	До ОПР	Рекомендуемая в рамках ОПР	Фактическая 25.01.2024
м³/сут			
1	340	442	440
2	459	362	352
3	429	170	175
4	833	579	616

РИСУНОК 4. Участок ОПР

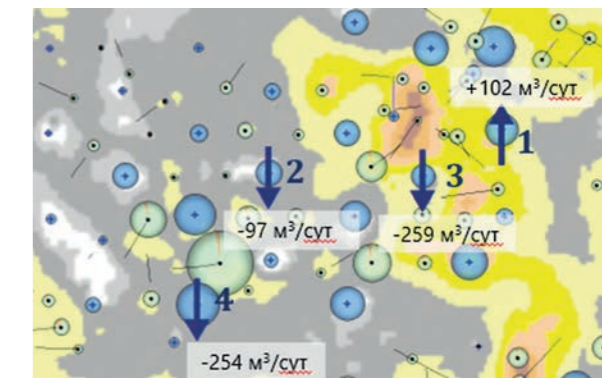
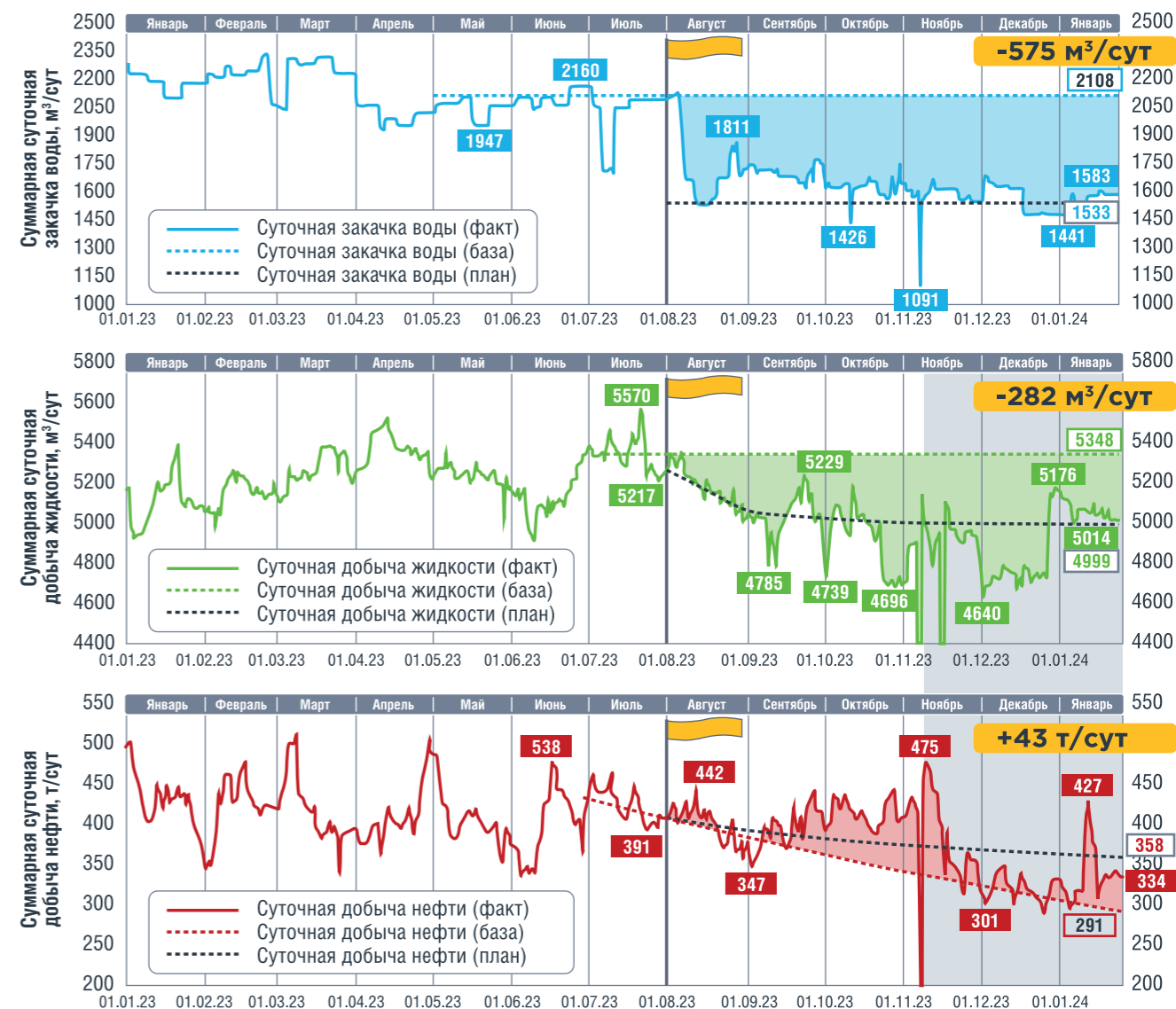


РИСУНОК 5. Динамика суточных показателей

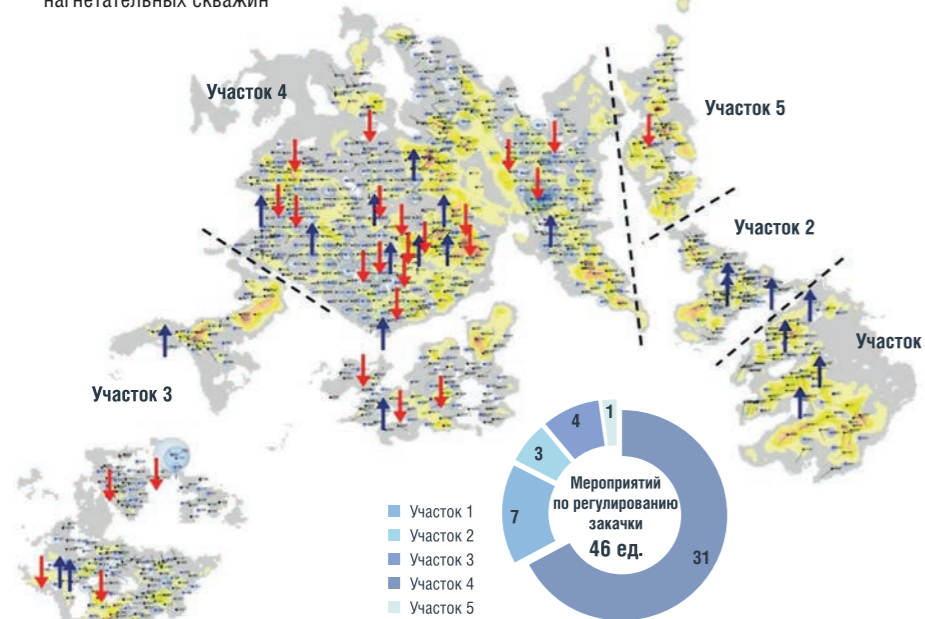


Участок ОПР (рисунок 4) насчитывает 41 скважину: 20 реагирующих добывающих и 21 нагнетательную скважины, из которых 17 смежных с ОПР (по которым режим закачки зафиксирован) и 4 участвующих в ОПР.

На рисунке 5 представлена динамика суммарных суточных показателей по добывающим и нагнетательным скважинам участка ОПР. В период с августа по ноябрь 2023 года режимы по нагнетательным скважинам выдерживались, отмечалась

стабильная работа добывающего фонда, фиксировался эффект от реализации сформированных рекомендаций. С ноября 2023 года на участке ОПР отмечается влияние внешних факторов – подготовка скважин к ГТМ, изменение режимов по смежным с участком

РИСУНОК 6. Комплексная программа работ по оптимизации режимов приемистости нагнетательных скважин



ОПР нагнетательным скважинам, фиксировались отказы ГНО. За время проведения работ сокращение отборов жидкости составило 69 тыс. м³, при дополнительной добыче нефти 5,2 тыс. т. Цели ОПР достигнуты.

Масштабирование

В январе 2024 года на основе достигнутых результатов по участку ОПР принято решение масштабировать применение нейросетевых алгоритмов для регулирования закачки на месторождение в целом.

Цель расчетов не изменилась: в условиях существующих инфраструктурных ограничений подготовить оптимизационные решения, направленные на повышение эффективности процессов закачки и отборов с целью общего снижения нагрузки на инфраструктуру месторождения с сохранением уровня добычи нефти. В оптимизационных расчетах участвовали 615 действующих на момент начала работ (03.2024 г.) добывающих скважин и эксплуатационный нагнетательный фонд, насчитывающий 332 скважины, из которых 312 действующих (рисунок 6). На таком большом фонде дополнительная верификация с помощью других инструментов не проводилась. Все режимы приняты по результатам расчетов на нейросетевых алгоритмах.

Реализация мероприятий на месторождении осуществлялась с 25 февраля по 1 июня 2024 года. Итоговая программа работ состояла из 46 мероприятий по регулированию закачки воды в нагнетательных скважинах (рисунок 6).

В отличие от первого опыта применения нейронных сетей, характеризующегося малым фондом для регулирования, при реализации обширной программы работ по регулированию закачки возникает ряд технологических проблем, а именно:

- в нагнетательных скважинах, работающих в единой системе – на одной кустовой площадке (КП) или кустовой насосной станции (КНС), возникает интерференция между скважинами в процессе регулирования закачки;
- проведение смежных работ на скважинах, не связанных с регулированием закачки.

Данные факторы приводят к разбалансировке установленных режимов закачки, что негативно влияет на целевой эффект. Для нивелирования негативного влияния специалистами ООО «ТННЦ» проводился оперативный еженедельный мониторинг выполнения программы работ и анализ потерь и приобретений добычи нефти. При необходимости совместно со специалистами ООО «РН-Уватнефтегаз» определялись компенсационные мероприятия,

позволяющие максимально реализовать рассчитанную программу по регулированию закачки.

По результатам работ выполнено 93% (43 из 46) запланированных мероприятий на нагнетательном фонде. Три мероприятия не выполнены в связи с аварийным состоянием скважин. Оптимизированность (количество скважин, работающих в рекомендуемом режиме приемистости) нагнетательного фонда в среднем за период работ составила 61%, что является хорошим показателем с таким объемом фонда.

Осложняющим фактором для оценки эффекта является проводимые в течении всего периода ГТМ, как на нагнетательном, так и на добывающем фонде. Для корректной оценки чистого эффекта от регулирования закачки из анализа были исключены все скважины с проведенными ГТМ. Очищенная динамика суточных показателей за период действия проекта представлена на рисунке 7.

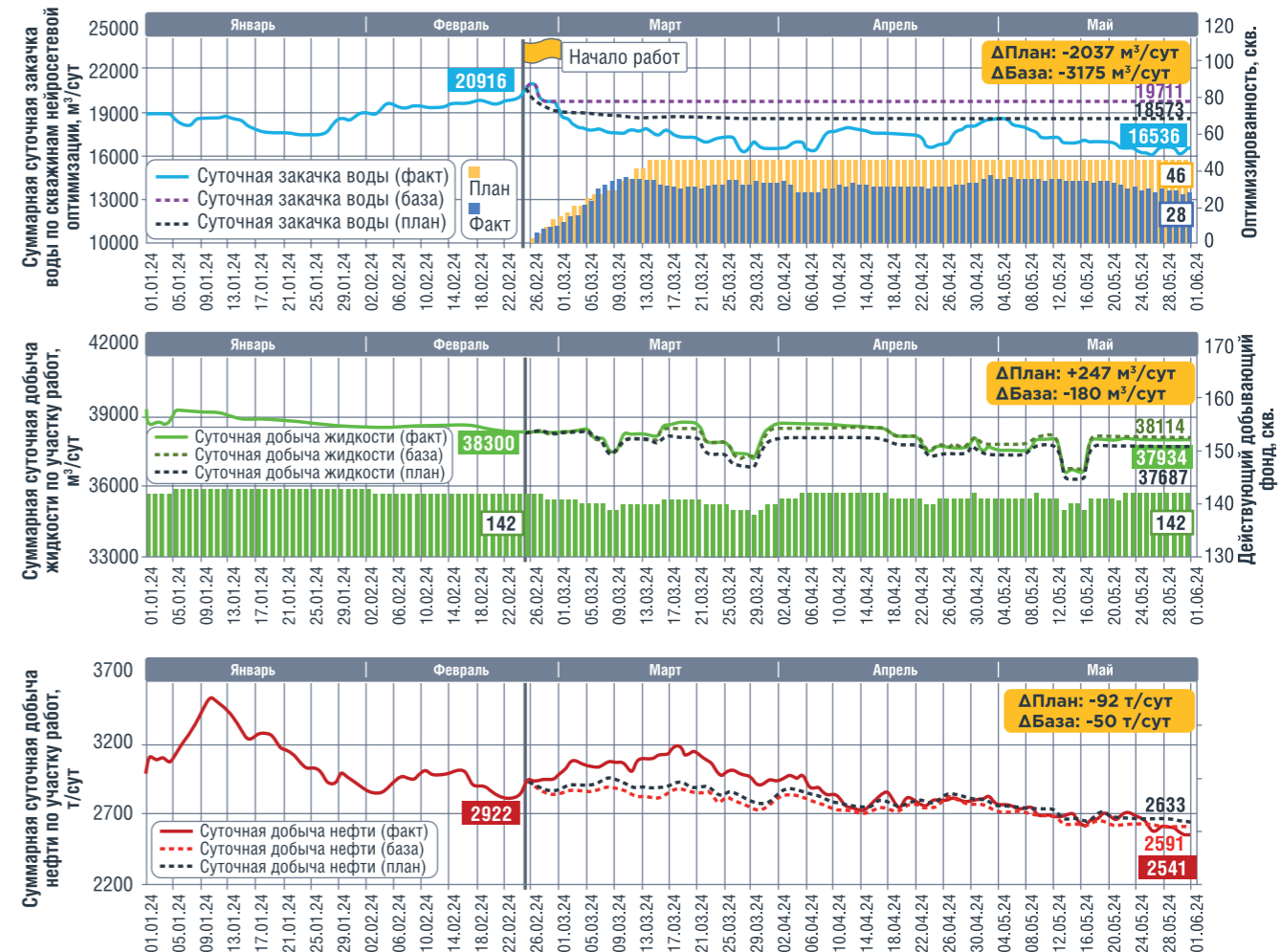
За время проведения работ получен прирост базовой добычи нефти на величину 9,3 тыс.т. при сокращении суточной закачки на 3 175 м³/сут.

Подводя итоги, полученные результаты применения алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта в контексте решения задачи по оптимальному распределению уровней закачки между нагнетательными скважинами с целью поддержания и увеличения добычи нефти признаны успешными. По результатам работ принято решение о ежеквартальном применении алгоритмов для формирования рекомендаций по регулированию закачки.

Выводы

Разработанные алгоритмы позволили с минимальным участием человека определить оптимальные режимы закачки воды в нагнетательных скважинах, которые в дальнейшем были реализованы на участке ОПР и тиражированы на месторождении ООО «РН-Уватнефтегаз». Достигнутые в ходе выполнения работ результаты позволяют говорить о том, что нейросетевое управление заводнением является

РИСУНОК 7. Динамика суточных показателей по скважинам без ГТМ



перспективным направлением для развития и применения в разработке нефтяных месторождений на поздней стадии выработки запасов.

Дальнейшее развитие алгоритмов связано с исследованием возможности повышения прогностической способности и увеличения длительности периода прогнозирования. ●

Литература

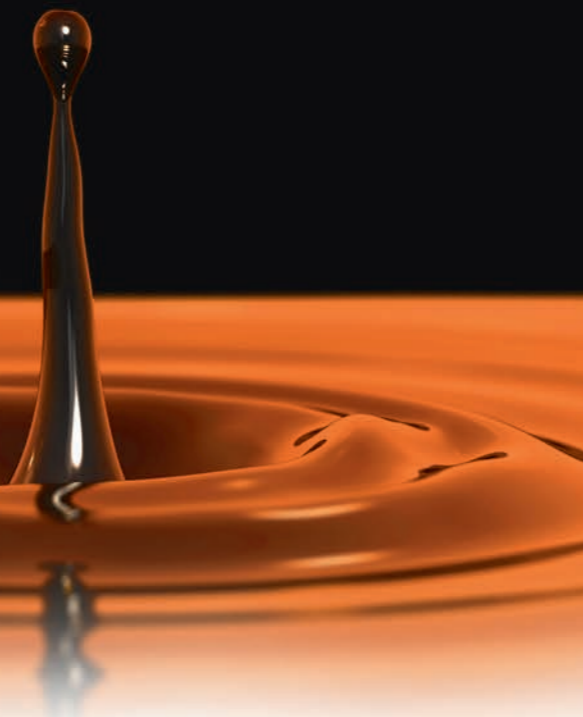
1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. С. 227–252.
2. Бриллиант Л.С., Горбунова Д.В., Завьялов А.С., Симаков Е.А., Бескурский В.В., Рябец Д.А. «Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БСВ Западно-Малобальского месторождения» // «Neftegaz.RU» – 2019. – № 6.
3. Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю., Елишева А.О., Цинкевич О.В. «Методика тестирования алгоритмов прокси-моделирования» // Недропользование – XXI век. – 2020. – № 4. – С. 128–137.
4. Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М., Цинкевич О.В., Журявлева А.А. Патент «Способ оперативного управления заводнением пластов» // RU 2614338 С1.
5. Вершинин В.Е., Пономарев Р.Ю. «Long-Term Forecasting and Optimization of Non-Stationary Well

Operation Modes Through Neural Networks Simulation» // SPE – 206529-MS.

6. Вершинин В.Е., Пономарев Р.Ю., Стрекалов А.В. «Neural Network as a Tool for Predicting and Controlling the Technological Regime of Production Wells» // SPE – 201937-MS.
7. Васильев А.Н., Тархов Д.А., Шемякина Т.А. Приближенные аналитические решения обыкновенных дифференциальных уравнений. Современные информационные технологии и ИТ-образование, 2016. – № 2–3, т. 12. С. 188–195.
8. Васильев А.Н., Тархов Д.А., Шемякина Т.А. Нейросетевой подход к задачам математической физики – СПб.: 2015 – 260 с.
9. Иваненко Б.П. «Нейросетевое имитационное моделирование нефтяных месторождений и гидрогеологических объектов» // Томск: Издательский Дом ТГУ, 2014. – 188 с.
10. Колмогоров А.Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиции непрерывных функций одного переменного. Доклад. АН СССР, 1957. Т. 114, № 5, с. 953–956.
11. Пономарев Р.Ю., Зиаев Р.Р., Лещенко А.А., Вершинин В.Е., Мигманов Р.Р., Илев М.И. «Алгоритмы оперативного управления заводнением с применением физико-информированных нейронных сетей» // «Neftegaz.RU» – 2024. – № 6.
12. Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. «Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении» // Недропользование – XXI век. – 2016. – № 6. – С. 114–123.
13. Ручкин А.А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А.А. Ручкин, С.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Степанов, А.В. Корытов, И.Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148–168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168.
14. Степанов С.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.А. Ручкин, А.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 146–164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164.
15. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. «Математическое моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей» // ТюмГНУ. 2013.
16. De Berg M., Van Kreveld M. Computational Geometry. Algorithms and Applications. Second, Revised Edition. Berlin: Springer-Verlag, – 2000. – P. 367.
17. Development of an artificial neural network model for prediction of bubble point pressure of crude oils. Southwest Petroleum University. 2018.
18. Emre Artun Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance Using Data-Driven and Reduced-Physics Models // SPE-180488-MS. 2016.
19. S. G. Ponnambalam, N. Jawahar, P. Aravindan A simulated annealing algorithm for job shop scheduling, Production Planning & Control: The Management of Operations, 10:8, 1999 г., с. 767–777.

KEYWORDS: neural network modeling, reservoir pressure maintenance system, brownfield development.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ КИСЛОТ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ НЕЗРЕЛОЙ НЕФТИ



Впервые получены кислоты из слабозрелой нефти. найдено, что в результате мягкого термолиза кислот образуются те же углеводороды-биомаркеры, что и в исходной нефти. из кислот десорбированных на силикагеле марки АСК образуются только n-алканы и изопренаны, в то время как из кислот десорбированных спирто-бензолом образуются как n-алканы, изопренаны, так и тетрациклические и пентациклические углеводороды (стераны и терпаны). относительное содержание углеводородов биомаркеров в нефти и продуктов термолиза бензольных и спирто-бензольных кислот отличаются между собой. в продуктах термолиза бензольных и спирто-бензольных кислот отсутствуют регулярные изопренаны состава C₁₂ и C₁₇, как и во всей нефти в мире

FOR THE FIRST TIME, ACIDS WERE OBTAINED FROM WEAKLY MATURE OIL. IT WAS FOUND THAT AS A RESULT OF MILD THERMOLYSIS OF ACIDS, THE SAME HYDROCARBON BIOMARKERS ARE FORMED AS IN THE ORIGINAL OIL. FROM ACIDS DESORBED ON ASK GRADE SILICA GEL, ONLY N-ALKANES AND ISOPRENANES ARE FORMED, WHILE FROM ACIDS DESORBED WITH ALCOHOL-BENZENE, BOTH N-ALKANES, ISOPRENANES, AND TETRACYCLIC AND PENTACYCLIC HYDROCARBONS (STERANES AND TERPANES) ARE FORMED. THE RELATIVE CONTENT OF HYDROCARBON BIOMARKERS IN OIL AND THERMOLYSIS PRODUCTS OF BENZENE AND ALCOHOL-BENZENE ACIDS DIFFER FROM EACH OTHER. THE THERMOLYSIS PRODUCTS OF BENZENE AND ALCOHOL-BENZENE ACIDS DO NOT CONTAIN REGULAR ISOPRENANES OF COMPOSITION C₁₂ AND C₁₇, AS IN ALL OILS OF THE WORLD

Ключевые слова: углеводороды-биомаркеры, термолиз кислот, бензольные кислоты, спирто-бензольные кислоты, n-алканы, изопренаны, стераны, терпаны.

Стоколос Ольга Анатольевна

доцент кафедры органической химии и химии нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент, к.т.н.

Известно, что практически все углеводороды-биомаркеры нефти, образовались из высокомолекулярных источников (керогена, асфальтена, прокариотов, эукариотов, смол, кислот и т.д. [2].

В литературе имеются данные по экспериментальному получению нефтяных углеводородов-биомаркеров (n-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) в результате мягкого термолиза высокомолекулярных источников [8]. Однако отсутствуют данные

по распределению УВ-биомаркеров в продуктах термолиза кислот, выделенных из незрелой нефти [4].

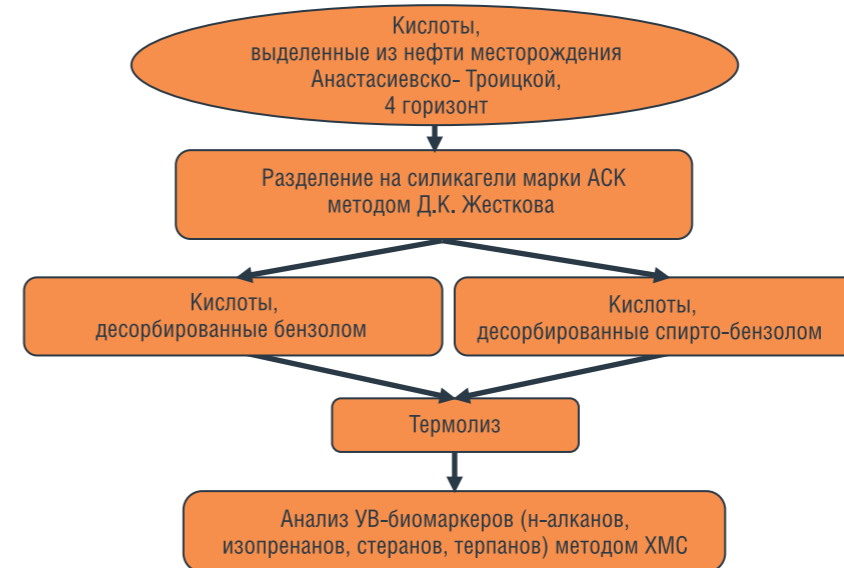
В статье представлены особенности распределения насыщенных углеводородов-биомаркеров в продуктах термолиза кислот, выделенных из незрелой нефти.

Экспериментальная часть

На рис. 1 представлена схема получения УВ-биомаркеров из кислот, выделенных из нефти.

УДК 579.22:579.66:547.912

РИСУНОК 1. Схема получения УВ-биомаркеров из кислот, выделенных из нефти



Кислоты выделяли из незрелой нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения, 4-й горизонт. Затем получали бензольные и спирто-бензольные нефтяные кислоты в аппарате Д.К. Жесткова [7]. Иными словами, последовательно десорбировали из силикагелями марки АСК

бензолом (бензольные кислоты) и спирто-бензолом (спирто-бензольные кислоты). Выделенные кислоты подвергали термолизу с последующим изучением распределения углеводородов-биомаркеров на молекулярном уровне. Термолиз проводили в стеклянной ампуле при

температуре 330 °С в течение 6 часов [3]. Анализ углеводородов проводили методом хромато-масс-спектрометрии осуществляли на приборе Agilent 6890N/5975С. Все спектры были сняты при энергии ионизации 70 эВ и ускоряющем напряжении 3500 В. Температура камеры ионизации составляла 250 °С. Использовали режим SIM (selected ion monitoring – селективный мониторинг ионов) с записью следующих характеристических ионов: m/z 71 – для n-алканов и изопренанов, m/z 217 и 218 – для стеранов, m/z 191 и 177 – для терпанов. Программирование температуры осуществляли от 70 до 290 °С со скоростью подъема 4°/мин. Разделение УВ проводили на капиллярных колонках с неподвижной фазой HP-1MS (25 м×0,25 мм×0,5 мкм). Газ-носитель – гелий.

Идентификацию УВ-биомаркеров осуществляли путем добавления к исследуемым образцам предполагаемых эталонных соединений, на основании литературных данных, а также с помощью использования библиотеки масс-спектров NIST.

РИСУНОК 2. Масс-хроматограммы n-алканов и изопренанов (m/z 71) нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV горизонт) и продуктов термолиза бензольной кислоты



Обсуждение результатов

В результате термоллиза кислот, выделенных из незрелой нефти, образуются те же УВ-биомаркеры, которые содержатся в незрелой нефти. Однако в отличие от кислот, десорбированных из силикагеля спирто-бензолом, где в результате термоллиза образуются как алканы, так и цикланы, из бензольных кислот генерируются только лишь н-алканы и изопренаны [5].

Н-алканы и изопренаны в продуктах термоллиза бензольных кислот

На рис. 2 представлены масс-хроматограммы н-алканов и изопренанов (*m/z* 71) нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV горизонт) и продуктов термоллиза кислот. График распределения н-алканов и изопренанов в продуктах термоллиза бензольных кислот и в нефти.

На рис. 3 представлен график распределения н-алканов и изопренанов в термоллизатах бензольных кислот. В результате термоллиза бензольных кислот относительное содержание н-алканов и изопренанов отличается от таковых в исходной нефти. Нетрудно заметить, что, в отличие от нефти, в термоллизатах бензольных кислот преобладают н-алканы над изопренанами

РИСУНОК 3. Распределение н-алканов и изопренанов в термоллизатах бензольной кислоты (А) и в нефти (Б) Анастасиевско-Троицкого месторождения (IV горизонт)

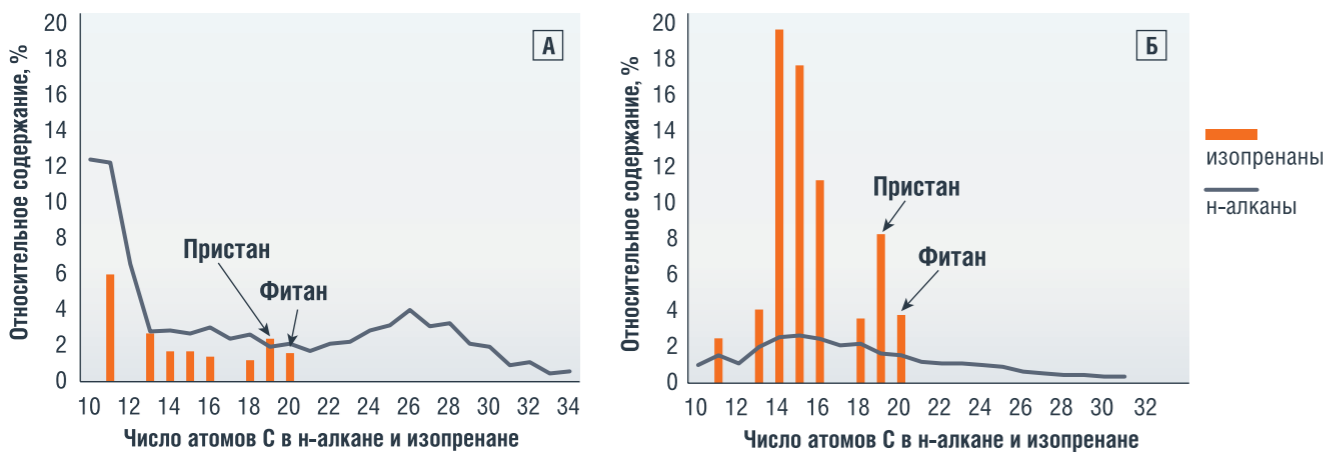


РИСУНОК 4. Масс-хроматограммы н-алканов и изопренанов (*m/z* 71) нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV горизонт) и продуктов термоллиза кислот

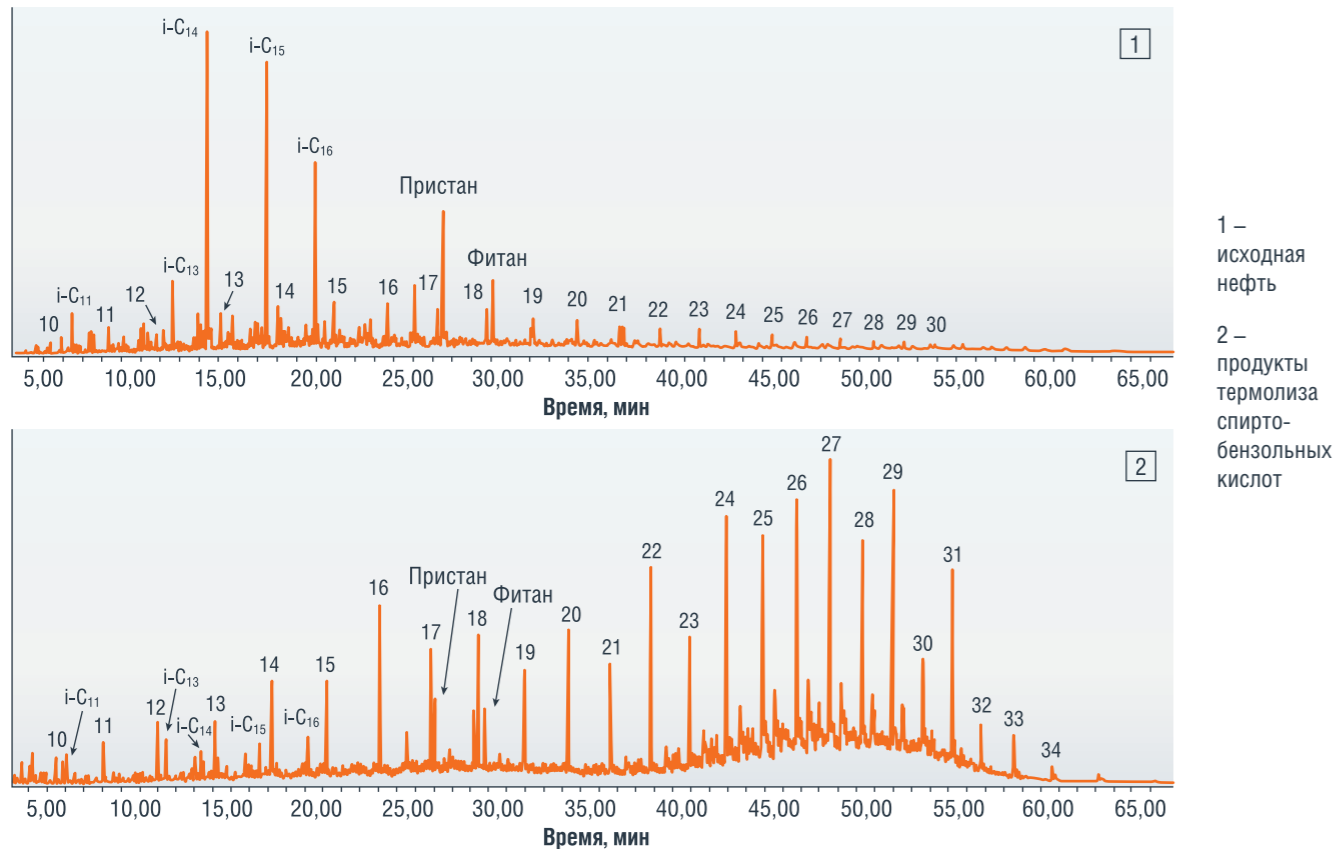


ТАБЛИЦА 1. Геохимическая характеристика нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV гор.) и продуктов термоллиза кислот по н-алканам и изопренанам

Отношение углеводородов	Исходная нефть	Продукты термоллиза бензольных кислот
$\frac{\text{Пристиан}}{\text{Фитан}}$	2,2	1,5
$\frac{\text{Пристиан}}{\text{н-C}_{17}}$	4,0	1,0
$\frac{\text{Фитан}}{\text{н-C}_{18}}$	1,8	0,6
$\frac{\text{Пристиан} + \text{Фитан}}{\text{н-C}_{17} + \text{н-C}_{17}}$	2,8	0,8
$\frac{\text{н-C}_{15}}{\text{н-C}_{25}}$	2,9	0,9
$K_{\text{неч.}}^1$	1,0	0,9
$K_{\text{неч.}}^2$	1,3	1,0

Примечание: $K_{\text{неч.}}^1 = \frac{\text{н-C}_{13} + \text{н-C}_{15} + \text{н-C}_{17} + \text{н-C}_{19}}{\text{н-C}_{14} + \text{н-C}_{16} + \text{н-C}_{18} + \text{н-C}_{20}}$ коэффициент низкомолекулярной нечетности;
 $K_{\text{неч.}}^2 = \frac{\text{н-C}_{27} + \text{н-C}_{29} + \text{н-C}_{31}}{\text{н-C}_{28} + \text{н-C}_{30} + \text{н-C}_{32}}$ коэффициент высокомолекулярной нечетности.

ТАБЛИЦА 2. Геохимическая характеристика нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV гор.) и продуктов термоллиза спирто-бензольных кислот по н-алканам и изопренанам

Отношение углеводородов	Исходная нефть	Продукты термоллиза спирто-бензольных кислот
$\frac{\text{Пристиан}}{\text{Фитан}}$	2,2	1,1
$\frac{\text{Пристиан}}{\text{н-C}_{17}}$	4,0	0,8
$\frac{\text{Фитан}}{\text{н-C}_{18}}$	1,8	0,7
$\frac{\text{Пристиан} + \text{Фитан}}{\text{н-C}_{17} + \text{н-C}_{17}}$	2,8	0,7
$\frac{\text{н-C}_{15}}{\text{н-C}_{25}}$	2,9	0,3
$K_{\text{неч.}}^1$	1,0	0,7
$K_{\text{неч.}}^2$	1,3	1,9

Примечание: $K_{\text{неч.}}^1 = \frac{\text{н-C}_{13} + \text{н-C}_{15} + \text{н-C}_{17} + \text{н-C}_{19}}{\text{н-C}_{14} + \text{н-C}_{16} + \text{н-C}_{18} + \text{н-C}_{20}}$ коэффициент низкомолекулярной нечетности;
 $K_{\text{неч.}}^2 = \frac{\text{н-C}_{27} + \text{н-C}_{29} + \text{н-C}_{31}}{\text{н-C}_{28} + \text{н-C}_{30} + \text{н-C}_{32}}$ коэффициент высокомолекулярной нечетности.

(скорее всего, из кислот н-алканы высвобождаются в более жестких условия, аналогично керогенам и асфальтенам) [1].

Вместе с тем величина отношения генетического показателя пристана к фитану довольно близка, как и в исходной нефти.

Аналогично всем нефтям мира, в термоллизатах кислот отсутствуют регулярные изопренаны состава C₁₂ и C₁₇.

В таблице 1 представлена геохимическая характеристика термоллизата бензольных кислот по н-алканам и изопренанам.

Н-алканы и изопренаны в продуктах термоллиза спирто-бензольных кислот

На рис. 4 представлена масс-хроматограмма распределения н-алканов и изопренанов

в продуктах термоллиза спирто-бензольных кислот и в нефти.

На рис. 5 представлен график распределения н-алканов и изопренанов в термоллизатах спирто-бензольных кислот.

В таблице 2 представлены геохимическая характеристика нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV гор.) и продуктов термоллиза кислот по н-алканам и изопренанам.

РИСУНОК 5. Распределение н-алканов и изопренанов в термоллизатах спирто-бензольных кислот (А) и в нефти (Б) Анастасиевско-Троицкого месторождения (IV горизонт)

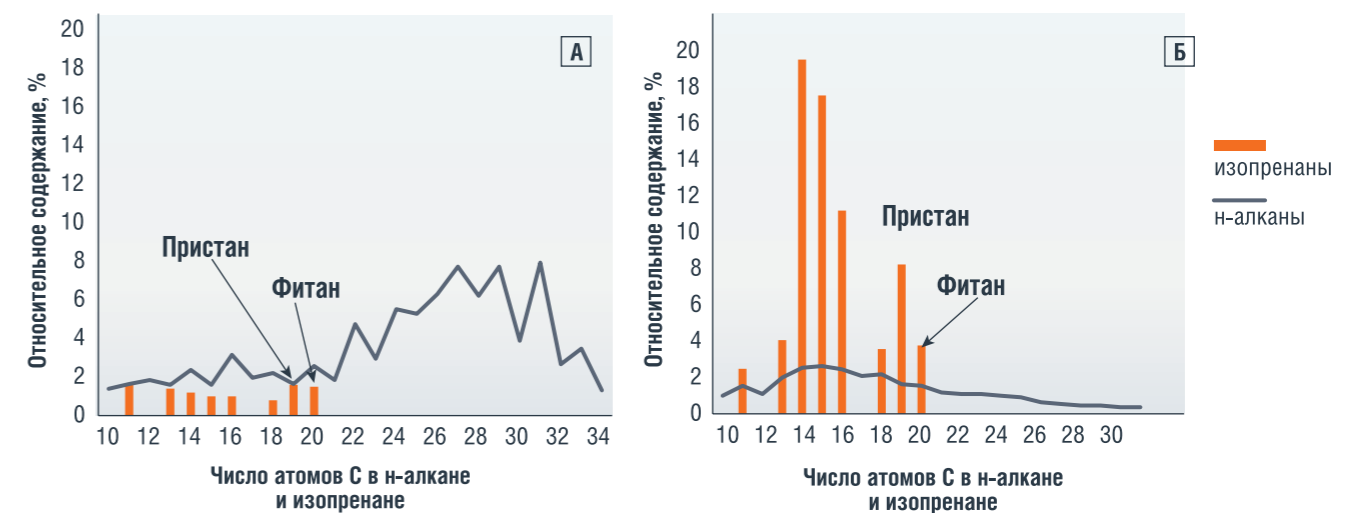


ТАБЛИЦА 3. Геохимическая характеристика нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV гор.) и продуктов термолита кислот по стеранам

Отношение углеводородов	Исходная нефть	Продукты термолита кислот	
		бензольных	спирто-бензольных
$C_{27} : C_{28} : C_{29}$	27 : 37 : 36	Отсутствуют	34 : 26 : 40
$\frac{C_{27}}{C_{29}}$	0,81		0,83
$\frac{C_{28}}{C_{29}}$	1,05		0,69
$K_{зр.}^1$	0,29		0,35
$K_{зр.}^2$	0,50		0,58
$\frac{Диа}{Рег}$	0,36		0,28

Примечание: $K_{зр.}^1 = \alpha S / (\alpha S + \alpha R)$, $K_{зр.}^2 = \alpha \beta \beta / (\alpha \beta \beta + \alpha R)$, диа/рег (диахолестаны 10 α 13 β 17, α 20S и 20R C27); $C_{27} : C_{28} : C_{29}$ – регулярные стераны C_{27} , C_{28} , C_{29} .

ТАБЛИЦА 4. Геохимическая характеристика нефти месторождения Анастасиевско-Троицкое (IV гор.) и продуктов термолита спирто-бензольной кислоты по терпанам

Отношение углеводородов	Исходная нефть	Продукты термолита кислот	
		бензольных	спирто-бензольных
$\frac{T_s}{T_m}$	1,04	Отсутствуют	1,0
$\frac{M_{30}}{Г_{30}}$	0,24		0,12
$\frac{Г_{29}}{Г_{30}}$	0,69		1,17
$\frac{Три}{Пента}$	0,03		0,19
$\frac{Тетра}{Три}$	3,33		1,47
$Г_{31} \left(\frac{R}{S} \right)$	1,5		1,3

Примечание: T_s – 22,29,30-трисноргопан – 17 α -метил,18 α ; T_m – 22,29,30-трисноргопан – 18 α -метил,17 α ; $Г_{29}$ – адиантан; $Г_{30}$ – гопан; M_{30} – моретан.

В результате термолита спирто-бензольных кислот, аналогично термолитата бензольных кислот, образуется гомологический ряд n-алканов состава C10-C34, но их относительное распределение отличается от таковых как от термолитата бензольных кислот, так и от нефти. Так, в продуктах термолита спирто-бензольных кислот среди нормальных алканов наблюдается превалирование n-алканов с четным атомом углерода (C14, C16, C18, C20, C22, C24, C26, C28, C30, C32) над нечетными n-алканами (C13, C15, C17, C19, C21, C23, C25, C27, C29, C31).

Кроме того, в исходной нефти величина отношения генетического показателя – пристана к фитану – значительно превышает (2,2 в исходной нефти, по сравнению с 1,1 в продуктах термолита кислот). Аналогично всем нефтям мира, в термолитатах кислот отсутствуют регулярные изопрены состава C12 и C17 [5].

Стераны и терпаны в продуктах термолита спирто-бензольной кислоты

В таблицах 3 и 4 представлены геохимические характеристики в нефти и в продуктах

термолита спирто-бензольных кислот по стеранам и терпанам соответственно.

Как уже отмечали, стераны и терпаны в продуктах термолита бензольных кислот отсутствуют. В продуктах термолита спирто-бензольных кислот значения коэффициентов зрелости по стеранам $C_{29} - K_{зр.}^1$ и $K_{зр.}^2$, отношение T_s/T_m , как и отношение $M_{30}/Г_{30}$, в нефти и продуктах термолита спирто-бензольных кислот очень близки и свидетельствуют о слабой степени зрелости органического вещества (ОВ). Отношение между регулярными стеранами $C_{27} : C_{28} : C_{29}$ также очень близко и свидетельствует о морском ОВ [6].

Величина отношения адиантана к гопану ($Г_{29}/Г_{30}$) в термолитате кислот значительно выше, чем в нефти (1,17 против 0,69). Обычно такая высокая величина отношения характерна для нефтей, генерированных в карбонатных толщах.

В то время как величина отношения диа- и регулярных стеранов (диа/рег – 0,36) характерна для нефтей, генерированных в глинистых толщах. Очевидно, здесь наблюдается противоречие. ●

Литература

1. Антипенко В.Р. Термические превращения высокосернистого природного асфальтита. Геохимические, технологические аспекты. Новосибирск.: Наука. 2013. 184 с.
2. Баженова О.К. Исходное органическое вещество раннекатагенетических нефтей. – В кн. «Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков». М.: Наука, 1990. С. 76–82.
3. Гордадзе Г.Н. Термолит органического вещества в нефтегазопроисходящей геохимии. М.: ИГиРГИ, 2002. 336 с.
4. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. – 559 с.
5. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Пошибаев В.В., Гаянова А.А., Постников А.В., Постникова О.В. Исследование строения бензольных, спирто-бензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород Баженовской свиты северной части Гыданского полуострова) // Нефтехимия. 2019. Т. 59. № 6. С. 618.
6. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Юсупова Т.Н. Особенности распределения углеводородов-биомаркеров в продуктах термолита асфальтенов разного фракционного состава (на примере нефтей, отобранных из карбонатных отложений месторождение Татарстана) // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 1. – С. 25–34.
7. Жестков Д.К. Элементный и групповой анализ; химические, хроматографические и спектральные методы [отв. ред. Г.Д. Гальперн]. 1969. С. 21–27.
8. Петров Ал.А. Нефти ранних этапов генерации // Геология нефти и газа. 1988. № 10. С. 50–53.

KEYWORDS: hydrocarbon biomarkers, thermolysis of acids, benzene acids, alcohol-benzene acids, n-alkanes, isoprenanes, steranes, terpanes.

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

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	4500 ₽	45 000 ₽
Печатная версия	4500 ₽	45 000 ₽



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU

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

Быстрая подписка на издание 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!

ТРИ КИТА цифрового бурения

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЛОЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ТАКИХ КАК РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ДОБЫЧА, БУРЕНИЕ, ВСЕЦЕЛО ЗАВИСИТ ОТ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА СТАРАЮТСЯ МИНИМИЗИРОВАТЬ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР, МАКСИМАЛЬНО АВТОМАТИЗИРОВАТЬ ВСЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЭТАПЫ И ИСПОЛЬЗОВАТЬ СОВРЕМЕННОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ И СИСТЕМАТИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИИ. ОДНАКО ЭТОГО УЖЕ НЕДОСТАТОЧНО. ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОПЕРАЦИЙ И КОМФОРТНОЙ РАБОТЫ СОТРУДНИКОВ НУЖНА СЛАЖЕННАЯ СИСТЕМА ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ. КАК ЭТОТ ВОПРОС РЕШАЮТ ВЕДУЩИЕ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

THE EFFICIENCY OF COMPLEX TECHNOLOGICAL PROCESSES, SUCH AS OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT, PRODUCTION, DRILLING, DEPENDS ENTIRELY ON THE TECHNOLOGIES USED. OIL AND GAS COMPANIES TRY TO MINIMIZE THE HUMAN FACTOR, AUTOMATE ALL PRODUCTION STAGES AS MUCH AS POSSIBLE AND USE MODERN SOFTWARE TO OBTAIN AND SYSTEMATIZE INFORMATION. HOWEVER, THIS IS NO LONGER ENOUGH. TO ENSURE THE SAFE EXECUTION OF PRODUCTION OPERATIONS AND COMFORTABLE WORK OF EMPLOYEES, A WELL-COORDINATED SYSTEM OF DIGITAL SOLUTIONS IS NEEDED. HOW DO LEADING RUSSIAN COMPANIES SOLVE THIS ISSUE?

Ключевые слова: цифровые технологии, программное обеспечение, кадры, промышленная безопасность, бурение.



Гаренских Дмитрий Александрович

заместитель генерального директора по развитию информационных технологий, ООО «Газпром бурение»

– Дмитрий Александрович, цифровизация в бурении – узкоспециализированное направление, как Вы к этому пришли?

– К этому моменту я уже работал в нефтегазовой отрасли, но в геологии и разработке месторождений. Предложили попробовать себя в IT, в определенный момент в группе «Газпром» образовалось предприятие, которое начало заниматься цифровизацией процессов газодобывающей отрасли, и меня пригласили на проекты, связанные с геологией, разработкой и бурением. После этого я перешел развивать это направление в «Газпром бурение».

– По какому принципу Вы начали формировать цифровой портфель «Газпром бурения»?

– Когда мы формировали портфель наших цифровых проектов, чтобы у нас не было какой-то сборной «солянки», мы разделили все на три условных «кита»: это – персонал, производственная безопасность и, конечно, непосредственно производство.

ПЕРВЫЙ КИТ – персонал

У нас в компании свыше 11 тысяч сотрудников, и большая часть из них работает «в поле». Одна из основных задач – получать от них обратную связь, чувствовать

вовлеченность сотрудников и приверженность стратегии развития Компании.

Приведу пример. Работник пришел в столовую на буровой, пообедал, а ему не понравилось. Он тут же заполняет опрос, который сразу попадает к ответственному за питание сотруднику. Так же со спецодеждой: если рабочий надел новую спецодежду, а через три дня у него порвались сапоги, он заполняет опрос по качеству СИЗов. И этот отклик должен быть молниеносным. Для нас это одна из основ, которую мы положили в стратегию цифровизации.

– Какие цифровые сервисы сейчас запущены для сотрудников?

– Мы сегодня одни из первых в отрасли запустили личный кабинет работника с кадровым электронным документооборотом. В этом году стоит задача перевести в цифру не менее 90% кадрового документооборота.

Отпуск, меры социальной поддержки, добровольное медицинское страхование – во всех этих случаях заявления заполняются в электронном виде. Работник просто формирует запрос со своего мобильного устройства, а сотрудники Общего центра обслуживания (ОЦО) обрабатывают этот запрос.

Для предупреждения аварийных ситуаций и несчастных случаев запущена цифровая карта «Спас», уже оформлено более 10 тысяч таких карт

– Какие требования к подтверждающим документам? Каким образом сотрудник их загружает в систему?

– Достаточно загрузить электронный документ или фото. Если загружаются подтверждающие документы в виде чека, авиабилета, авансового отчета за командировку, мы можем проверить их за секунду. У нас налажена система работы с налоговыми сервисами, и по QR-коду с чека мы проверяем его подлинность.

Сегодня в личном кабинете реализовано не только то, что касается самого работника, но и часть бизнес-процессов. Например,

сдача авансовых отчетов, оформление командировок. Сдача отчетности занимает у работника не более 30 секунд. Если он самостоятельно покупал билет, то подгружаются билет и посадочный талон, если же покупка осуществлялась с помощью нашего сервиса, то просто нужно подгрузить билет из системы для командировок.

В личном кабинете работник может посмотреть свой расчетный лист. Причем мы специально сформировали его в максимально

Мы одни из первых в отрасли запустили личный кабинет работника с кадровым электронным документооборотом. В этом году стоит задача перевести в цифру не менее 90% кадрового документооборота

доступном формате. Сотрудник видит не то, какими бухгалтерскими проводками он формируется, а четко – сколько часов отработал, сколько за это начислено, какие удержания у сотрудника, например по исполнительным листам, и сколько будет перечислено в банк на карту.

Кроме того, личный кабинет дает возможность написать обращение к руководству компании, и оно действительно дойдет до адресата.

Цифровой личный кабинет – очень удобная площадка взаимодействия между работником и работодателем.

– Сколько сотрудников пользуются этим личным кабинетом?

– Первыми этот функционал опробовали сотрудники «Газпром бурения», это более 6 тысяч сотрудников. Сегодня показатель согласия использования личного кабинета составляет около 95%. Часто бывает так, что сначала сотрудник отказывается, потом он видит, что коллега этим пользуется, видит плюсы использования

системы и обращается в кадровую службу, чтобы его тоже перевели на ЭДО.

ВТОРОЙ «КИТ» – цифровизация промышленной безопасности

Бурение – сложный и опасный производственный процесс: движущиеся и вращающиеся механизмы, работа на высоте, работа с сосудами под давлением,

на глубине, с химреагентами. Это все факторы риска. На сегодняшний день у нас есть два ключевых цифровых продукта, которые мы внедрили. Первый направлен на предупреждение аварийных ситуаций и несчастных случаев. Например, запущена цифровая карта «Спас», уже оформлено более 10 тысяч карт. Работники заполняют карты, если видят, что кто-то из коллег небезопасно выполняет работы, или условия не соответствуют технике безопасности. В карте необязательно указывать личные данные сотрудника, можно написать, условно, «работник «К» производил те или иные работы...». Карта может быть почти анонимной, но тем не менее это будет сигнал к действию.

– Куда поступает этот сигнал?

– Карта «Спас» поступает в службу производственного контроля филиала, также контроль ведут и специалисты в центральном аппарате. Регулярно проводится аналитика нарушений, выявляется системность, формируются профилактические мероприятия – «стоп-часы», «дни безопасности».

– «Спас» работает только на буровой?

– Нет. «Спас» действует не только в опасной зоне, она может заполняться и на базах производственного обслуживания,

и в вагон-городках, и в офисах, если, например сотрудник при движении по лестнице не держится за поручни.

Еще на буровых мы внедряем систему видео аналитики – второй ключевой цифровой продукт в области производственной безопасности. В этом году на 20 буровых установках должна быть внедрена данная система.

– Как эта система работает?

– Видеоаналитика: простыми словами – это искусственный интеллект, позволяющий определить и составить карту нарушения. В случае если работник находится в зоне, где обязательно должен быть в спецодежде и использовать средства индивидуальной защиты, а он, например, вышел и не надел защитные очки, каску или страховочный пояс. Видеоаналитика сигнализирует о том, что данный работник нарушает правила безопасности. Соответственно, в филиале специалист, который видит нарушение, может тут же позвонить мастеру бригады и сообщить, что на роторной площадке находится работник без средств индивидуальной защиты, работы могут быть остановлены.

На буровых внедряется система видеоаналитики – второй ключевой цифровой продукт в области производственной безопасности. В этом году она будет внедрена на 20 буровых установках

Количество детекторов развивается. На сегодняшний день у нас их семь:

- очки,
- каска,
- перчатки,
- защитный костюм,
- нахождение в опасной зоне,
- использование поручней при движении по лестничным маршам,
- страховочная привязь.

– Мы переходим к третьему «киту», и здесь уже, наверное, можно говорить не только о цифровизации производства, но и о цифровизации как отдельном продукте.

ТРЕТИЙ «КИТ» – цифровизация производственных процессов

– Цифровизация – не только в бурении, а во всех в крупных отраслях – это глобальный продукт.

Сегодня мы совместно с нашими ключевыми Заказчиками активно развиваем направление роботизации процесса бурения, чтобы бурить быстрее и качественнее. В 2025 году мы

Ежедневно мы обеспечиваем более 5000 пользователей качественным ИТ-сервисом

планируем испытания робота, который будет производить автоматическую подачу бурильной трубы – к этому стремятся ведущие буровые компании, так как это один из трудоемких и опасных процессов.

Ну и, конечно, ни одно производство не может существовать без смежных функций, таких как экономика, финансы, казначейство, кадры, материально-техническое обеспечение.

За последние два года в группе компаний мы провели модернизацию комплексных решений, немалая часть доработок делается нашими специалистами. Также хочу отметить, что мы перешли на налоговый мониторинг – это очень удобная форма электронного взаимодействия с налоговым органом.

– Не могу не спросить, как компания прошла испытание уходом из страны иностранного ПО?

– Это было почти безболезненно, наши основные процессы и так были на отечественном ПО.

Мы изначально выбрали правильную стратегию. Дальше мы начали выстраивать мини-сервисы на базе российских платформ.

По инженерным расчетам использовалось программное обеспечение российской компании. В 2023 году мы перешли на отечественные платформы почтового сервиса телефонии и коммуникаций. Мы используем много собственных решений по софту, это корпоративный портал, в котором сосредоточены разделы производственной отчетности, обучения персонала

и все внутренние коммуникации. На портале производственной отчетности объединены все виды сервисов, которые участвуют в процессе бурения.

А вообще, по моему личному мнению, главное – не программное обеспечение, а команда, с которой ты работаешь в одной связке. Если есть настоящие профессионалы и поддержка в коллективе, то можно найти выход из любых ограничений. В прошлом году руководством компании было принято решение об объединении сервиса цифровых технологий всех дочерних обществ в единую команду. Сегодня в Общем центре обслуживания ГК «Газпром бурение» и «РусГазБурение» наша команда насчитывает более 145 сотрудников, отвечающих за развитие цифровых технологий и связь на объектах от Краснодара до Камчатки. Ежедневно мы обеспечиваем более 5000 пользователей качественным ИТ-сервисом. И я горжусь командой, с которой работаю. Мне нравится одно очень известное выражение из детской сказки: «Я не волшебник, я только учусь», поэтому вместе с командой мы сделали большой шаг в развитие цифровых технологий нашей компании. Уверен, что сделаем еще гораздо больше. ●

KEYWORDS: digital technologies, software, personnel, industrial safety, drilling.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

7–9 января

Международная выставка спецодежды

PSI 2025

Германия, Дюссельдорф, Messe Düsseldorf

ЯНВАРЬ

П 6 13 20 27

В 7 14 21 28

С 1 8 15 22 29

Ч 2 9 16 23 30

П 3 10 17 24 31

С 4 11 18 25

В 5 12 19 26

8–10 января

Международная выставка аэрокосмической отрасли

Scitech 2025

США, Орlando

13–16 января

Международная выставка металлообрабатывающего оборудования, металлургии и сталелитейной промышленности

SteelFab 2025

ОАЭ, Шарджа, Expo Centre Sharjah

14–16 января

Выставка по безопасности и противопожарной защите

Intersec 2025

ОАЭ, Дубай

14–16 января

Международная выставка и саммит по вопросам энергетической промышленности

World Future Energy Summit 2025

ОАЭ, Абу-Даби, ADNOC

15–16 января

Региональная выставка технологий промышленной автоматизации

All About Automation Hamburg 2025

Германия, Гамбург, Messe Halle Hamburg-Schnelsen

15–17 января

Международная выставка информационной безопасности

Information Security Expo Osaka 2025

Япония, Осака, Intex Osaka

21–24 января

Специализированная выставка аддитивных технологий и 3D-печати в промышленности в рамках выставки «RUPLASTICA»

Additive Minded 2025

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И НЕЙРОННЫЕ СЕТИ

для моделирования и классификации двухфазного потока в вертикальном трубопроводе

ДАННАЯ НАУЧНАЯ СТАТЬЯ ИССЛЕДУЕТ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЮ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В ВЕРТИКАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ. ДВУХФАЗНЫЙ ПОТОК, СОСТОЯЩИЙ ИЗ ВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ В ВЕРТИКАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ, ЯВЛЯЕТСЯ ЧАСТЫМ ЯВЛЕНИЕМ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСУЩЕСТВЛЯЛОСЬ С ПОМОЩЬЮ ПАКЕТА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ OPENFOAM, КОТОРЫЙ ПРЕДОСТАВЛЯЕТ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ И ГИБКОСТЬ В ОПИСАНИИ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ. ЗАТЕМ ПРИМЕНЯЕТСЯ МЕТОДИКА КЛАССИФИКАЦИИ ТИПОВ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ, СОСТОЯЩЕЙ ИЗ БОЛЕЕ 20 ТЫСЯЧ ИЗОБРАЖЕНИЙ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА ИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ СРАВНИВАЮТСЯ С КАРТАМИ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПОДХОДА. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИВОДИТ К ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ КЛАССИФИКАЦИИ ТИПОВ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В ВЕРТИКАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ. ПРЕДЛОЖЕННЫЙ ПОДХОД МОЖЕТ БЫТЬ ПРИМЕНЕН ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ДВУХФАЗНЫХ ПОТОКОВ В РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ, ВКЛЮЧАЯ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ СКВАЖИНЫ, ТРУБОПРОВОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

THIS SCIENTIFIC ARTICLE EXPLORES THE MODELING AND CLASSIFICATION OF TWO-PHASE FLOW IN A VERTICAL PIPELINE USING COMPUTATIONAL MODELING AND NEURAL NETWORKS. A TWO-PHASE FLOW CONSISTING OF AN OIL-WATER MIXTURE IN A VERTICAL PIPELINE IS A FREQUENT OCCURRENCE IN AN OIL WELL. THE SIMULATION WAS CARRIED OUT USING THE OPENFOAM SOFTWARE PACKAGE, WHICH PROVIDES HIGH ACCURACY AND FLEXIBILITY IN DESCRIBING MULTIPHASE FLOWS. THEN THE METHOD OF CLASSIFICATION OF TWO-PHASE FLOW TYPES USING NEURAL NETWORKS IS APPLIED, CONSISTING OF MORE THAN 20 THOUSAND IMAGES OF A TWO-PHASE FLOW FROM THE RESULTS OF NUMERICAL MODELING. THE OBTAINED SIMULATION AND CLASSIFICATION RESULTS ARE COMPARED WITH TWO-PHASE FLOW MAPS, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO EVALUATE THE EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED APPROACH. THE STUDY LEADS TO HIGH ACCURACY AND RELIABILITY OF CLASSIFICATION OF TWO-PHASE FLOW TYPES IN A VERTICAL PIPELINE USING NEURAL NETWORKS. THE PROPOSED APPROACH CAN BE APPLIED TO IMPROVE THE PREDICTION AND OPTIMIZATION OF TWO-PHASE FLOWS IN VARIOUS TECHNICAL SYSTEMS, INCLUDING OIL AND GAS WELLS, PIPELINES AND EQUIPMENT

Ключевые слова: численное моделирование, OpenFOAM, вертикальный трубопровод, двухфазный поток, водонефтяная смесь, нейронные сети, многоклассовая классификация, рутбол, карта течения.

Пурицкис Янис Валдисович
специалист, ФГАОУ ВО Тюменский
государственный университет

Аубакиров Рустам Бауржанович
инженер, ЗАО «Тюменский институт
нефти и газа»

Панченко Илья Владимирович
специалист, ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»

Многофазные потоки играют важную роль во многих промышленных и технических системах, особенно в нефтегазовой отрасли. Они возникают при транспортировке нефти, газа, воды и других многофазных смесей по насосно-компрессорным трубам нефтяной скважины. Понимание поведения и классификация двухфазного

потока в вертикальных трубопроводах имеют огромное значение для оптимизации процессов транспортировки водонефтяной смеси. Цель данной научной статьи состоит в исследовании и разработке метода моделирования и классификации двухфазного потока в вертикальном трубопроводе с использованием

численного моделирования и нейронных сетей. Подход сочетает в себе преимущества численного моделирования и нейронных сетей для достижения более точного и эффективного предсказания поведения двухфазных потоков. В работе применяется широко используемый инструмент численного моделирования – OpenFOAM. Он обеспечивает высокую точность в описании физических процессов двухфазного потока, таких как давление, распределение фаз и изменение состояния потока. Однако, даже с использованием точной модели классификация типов двухфазного потока остается сложной задачей. Затем применяется подход использования для решения задания классификации типов двухфазного потока с использованием нейронных сетей. Для обучения модели искусственной нейронной сети использовались изображения с результатов компьютерного моделирования поведения двухфазного потока. Модель данных состояла из более 25 тысяч изображений из 30 численных расчетов. Обучение нейронной сети на большом объеме данных позволяет достичь высокой точности классификации и обеспечить устойчивость к различным условиям эксплуатации скважины. Полученные результаты сопоставляются с известными картами течения двухфазного потока в вертикальном трубопроводе для оценки точности определения типа течения водонефтяной смеси.

Объект и методы исследования

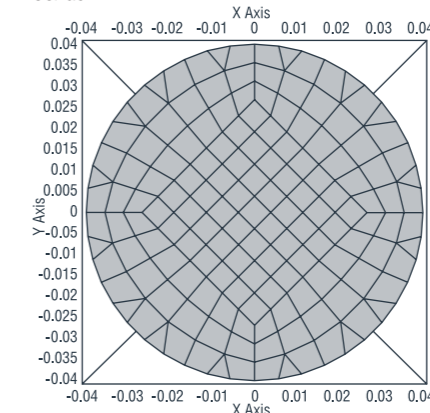
Особенности потока

В качестве исследуемого потока выступает водонефтяная смесь при различных значениях обводненности. Плотность смеси изменяется от 871 кг/м³ до 1039 кг/м³. В расчетах, согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», была использована легкая нефть с плотностью 850 кг/м³, динамическая вязкость которой составляет 25,5 сПз, при стандартных условиях [1, 2].

Постановка задачи

Целью данного исследования является моделирование и классификация двухфазного потока

РИСУНОК 1. Поперечное сечение расчетной области



в вертикальном трубопроводе с использованием численного моделирования и нейронных сетей. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Моделирование потока водонефтяной смеси в насосно-компрессорной трубе скважины. Результаты моделирования в дальнейшем будут использоваться в качестве обучающей и тестовой выборки.
- Обучение и настройка искусственной нейронной сети под решение задачи мультиклассовой классификации.
- Сопоставление результатов классификации обученной нейронной сети с уже имеющимися картами течения двухфазного потока в вертикальных трубопроводах.

В качестве визуализации двухфазного потока применяется подход компьютерного моделирования в программном продукте OpenFOAM. Выбор программного обеспечения состоит в следующем: открытость исходного кода, инструментальная гибкость и разнообразие моделей турбулентности. В качестве анализируемого потока использовалась водонефтяная смесь, свойства которой были описаны ранее.

Расчетная область представлена вертикальным участком насосно-компрессорной трубы (далее НКТ) с диаметром 82 мм. Длина участка НКТ составляет десять метров. Разбиение геометрической модели осуществлялось комбинацией гексаэдрических и призматических типов ячеек. Общее количество

ячеек составляет 238 400 элементов, среди которых 89,3% составляют гексаэдры. Средняя длина грани ячейки составляет ~14 мм, для наблюдения взаимодействия между собой фаз.

Поперечное сечение насосно-компрессорной трубы представлено на рисунке 1.

Расчеты выполняются с вариацией объемных содержаний фаз и скоростей потока, для того чтобы наблюдать переходы в различные области типов течения двухфазного потока. Диапазон изменения скоростей от 1 м/с до 11 м/с с шагом 2 м/с, диапазон изменения объемного содержания фаз от 0.1 до 0,9 с шагом 0,2 дольных единиц. Для расчета был использован решатель InterFoam. В конечном итоге для создания набора данных, которые впоследствии будут использоваться для работы ИНС составляются 30 численных расчетов [3].

Граничное условие на входе в расчетную область – постоянное значение скорости, а на выходе – условие свободного протекания. На стенках – условие прилипания для скорости.

В данной работе использовался двухфазный подход для моделирования движения газожидкостной смеси в трубе. Все расчеты воспроизводились в нестационарном двухфазном решателе InterFOAM в платформе для численного моделирования OpenFOAM. Такой решатель предназначен для двух несжимаемых изотермических несмешивающихся фаз с использованием VOF-метода.

InterFOAM представляет собой решатель для двух несжимаемых фаз. Все расчеты производятся на основе двух уравнений импульса и неразрывности:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot \rho u = 0 \quad (1)$$

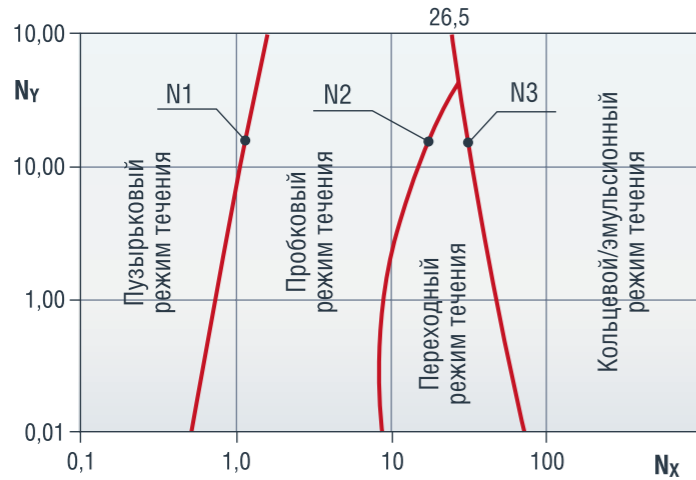
где, ρ – плотность, t – время, u – скорость.

$$\frac{\partial (\rho u)}{\partial t} + (\nabla \cdot \rho u) u = -\nabla p + \nabla \cdot (\mu \nabla u) + \rho g + F_s \quad (2)$$

где p – давление, μ – вязкость, g – скорость свободного падения, F_s – сила поверхностного натяжения.

В данном решателе присутствует переменная α , о ней говорилось выше, для определения ее значения

РИСУНОК 2. Диаграмма Азиза для многофазных потоков вертикальных труб



решается третье уравнение переноса объемной доли:

$$\frac{\partial(\alpha)}{\partial t} + u \cdot \nabla \alpha + \nabla \cdot (u_c \alpha (1-\alpha)) = 0, \quad (3)$$

где α – относительный объем жидкости, u_c – скорость сжатия.

С помощью нее будет поддерживаться четкая граница раздела между двумя фазами.

В этом уравнении α – это доля одной фазы в данной фазе и других фаз. Значение α будет рассчитываться автоматически.

В основе метода лежит идея введения переменной относительного объема жидкости α , которая содержится в ячейке. В случае, когда $\alpha = 1$, то жидкость полностью занимает ячейку, когда $\alpha = 0$, то ее занимает газовая фаза, если не рассматривается газ, то ячейку занимает вакуум. Когда $0 < \alpha < 1$, то ячейка содержит свободную поверхность.

Значения других переменных, которые участвуют при моделировании процесса, будут рассчитываться непосредственно в процессе самого моделирования.

Так, скорость, плотность, вязкость, средневзвешенная скорость рассчитываются при помощи следующих формул:

$$u = \alpha u_1 + (1-\alpha)u_2 \quad (4)$$

где u_1 – скорость первой фазы, u_2 – скорость второй фазы

Скорость сжатия:

$$u_c = C_\alpha |u| \frac{\nabla \alpha}{|\nabla \alpha|} \quad (5)$$

Плотность:

$$\rho = \alpha \rho_1 + (1-\alpha)\rho_2 \quad (6)$$

где ρ_1 – плотность первой фазы, ρ_2 – плотность второй фазы.

Вязкость:

$$\mu = \alpha \mu_1 + (1-\alpha)\mu_2 \quad (7)$$

где μ_1 – вязкость первой фазы, μ_2 – вязкость второй фазы

Карты режимов течения

Для первоначальной оценки режима течения использовались карты режимов течения. В работе использовалась карта Азиза.

Данная диаграмма предназначена для вертикальных каналов. В ней присутствуют пузырьковый, пробковый, переходной и кольцевой/эмульсионный режимы.

Такая диаграмма тоже качественно определяет тип течения. Для работы с ней вычисляются следующие параметры:

$$N_x = \bar{v}_{sg} \cdot \left(\frac{\rho g}{0.0764}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot \left[\left(\frac{\bar{\rho}_L}{\sigma_L}\right) \cdot \left(\frac{\bar{\rho}_L}{62.4}\right)\right]^{\frac{1}{4}} \quad (8)$$

$$N_y = \bar{v}_{SL} \cdot \left[\left(\frac{\bar{\rho}_L}{\sigma_L}\right) \cdot \left(\frac{\bar{\rho}_L}{62.4}\right)\right]^{\frac{1}{4}} \quad (9)$$

где $\bar{\rho}_L = \rho_L / \rho$ – безразмерная плотность; $\bar{\sigma}_L = \sigma_L / \sigma$ – поверхностное натяжение; $\bar{v}_{SL} = \bar{v}_{SL} / v$; $\bar{v}_{sg} = \bar{v}_{sg} / v$ – безразмерные скорости для жидкости и газовой фаз.

Далее будет описан алгоритм классификации типа течения многофазной смеси. Для каждого расчетного шага вычисляются значения N_x и N_y , после этого ставят

точку на диаграмму и определяется режим течения.

Границы между режимами определяются следующими параметрами:

$$N_1 = 0.51 \cdot (100 \cdot N_y)^{0.172} \quad (10)$$

$$N_2 = 8.6 + 3.8 \cdot N_y, \quad (11)$$

$$N_3 = 70 \cdot (100 \cdot N_y)^{-0.152} \quad (12)$$

$N_x < N_1$ – пузырьковый режим; $N_1 < N_x < N_2$ и $N_y < 5$ или при условии и $N_y < 5$ – пробковый режим; $N_1 < N_x < N_2$ и $N_y > 5$ – переходный режим; $N_3 < N_x$ и $N_y < 5$ или при условии $N_x > 26,5$ и $N_y > 5$ – дисперсно-кольцевой.

В работе получилось воссоздать с помощью численного моделирования три режима течения: пузырьковый, пробковый, кольцевой.

Сверточная нейронная сеть

В данном исследовании использовались сверточные нейронные сети (СНС). Рассмотрим, как они работают и как происходит их обучение. Далее на изображении будет показан пример работы сверточной нейронной сети (рисунок 3). Для лучшего понимания СНС разберем их режим работы.

Возьмем изображение размером $n \times n \times n$ пикселей, где каждый пиксель содержит три значения (RGB). Первый слой СНС всегда является сверточным. Применяется сверточная матрица, также известная как фильтр или ядро, например, размером 5×5 , и выполняется поэлементное умножение. В результате получается матрица размером $(n-4) \cdot (n-4) \cdot 3$.

После прохождения через первый сверточный слой выходные значения становятся входными для следующего слоя, и этот процесс повторяется несколько раз. Важно отметить, что чем больше слоев, тем более сложные образы может распознавать сеть.

РИСУНОК 3. Пример работы сверточной нейронной сети

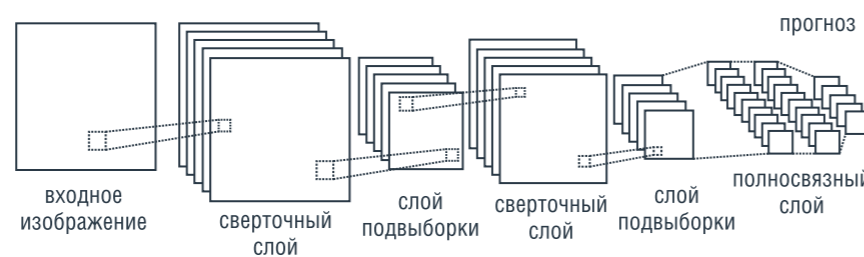


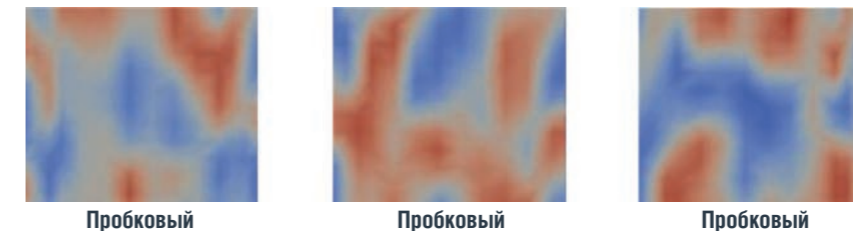
РИСУНОК 4. Данные, поступающие в нейронную сеть для обучения



РИСУНОК 5. Данные, поступающие в нейронную сеть для обучения



РИСУНОК 6. Данные, поступающие в нейронную сеть для обучения



Теперь рассмотрим, зачем в конце нейронной сети нужен полносвязный слой. Он необходим для определения высокоуровневых признаков на основе входных изображений и числа классов K . В данном исследовании, например, при численном моделировании $K = 3$ (пузырьковый, эмульсионный, кольцевой режимы течения).

Разберем, как работает полносвязный слой на примере данных, использованных в исследовании. Например, если модель определяла пузырьковый режим течения, то активировались карты свойств, соответствующие этому режиму, а для других режимов активировались карты, соответствующие этим режимам [4, 5].

Результаты и обсуждения

Результаты моделирования

Ниже представлены результаты численного моделирования. Каждый режим течения был представлен 20 идентичными изображениями (рисунки 7, 8, 9). Эти изображения загружались в дополнительное программное обеспечение, разработанное на языке Python.

В данном программном модуле изображения распределялись по трем папкам, соответствующим обучающей, проверочной и тестовой выборкам. Далее случайным образом исключались некоторые изображения, которые впоследствии использовались для верификации. Результаты этой верификации будут показаны после графиков истории обучения. Изображения, поступающие в нейронную сеть для дальнейшей обработки, имели разрешение 100×100 пикселей.

РИСУНОК 7. Пример кольцевого режима течения

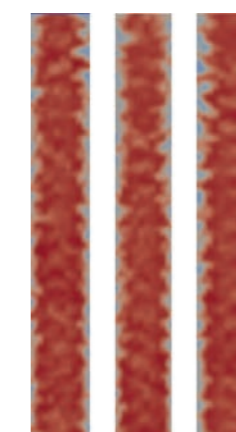


РИСУНОК 8. Пример пробкового режима течения

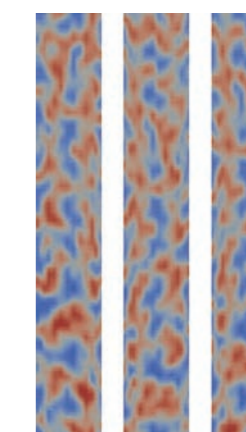
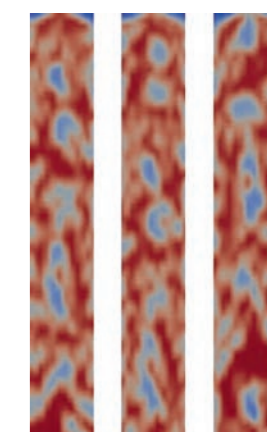


РИСУНОК 9. Пример пузырькового режима течения



Таким образом, для обучения использовалось 20000 изображений потоковых режимов многофазной среды. Для проверки было выделено 5000 изображений, а для тестирования – 5000 изображений. Около 200 изображений были отведены для верификации режима потока. Эти изображения анализировались с помощью отдельного программного обеспечения после завершения обучения и сохранения весов нейронной сети. Процесс верификации выглядел следующим образом: изображение загружалось в уже обученную сеть, которая в режиме реального времени определяла режим потока на изображении [6, 7].

Результаты качества обучения нейронной сети

Для обучения были проведены несколько итераций количества эпох обучения. 25, 50, 75, 100 эпох. Лучшая точность была достигнута при использовании 50 эпох обучения и составляет 93% на данных, полученных с помощью численного моделирования. Ниже представлены графики зависимости доли верных ответов от количества эпох и зависимости ошибки от количества эпох в процессе обучения [8].

Результаты исследования

По итогам обучения нейронная сеть может классифицировать каждый режим течения, полученный при численном моделировании.

РИСУНОК 10. График зависимости доли верных ответов от количества эпох в процессе обучения для данных численного моделирования (для 50 эпох)



РИСУНОК 11. График зависимости ошибки от количества эпох в процессе обучения для данных численного моделирования (для 50 эпох)



РИСУНОК 12. Результаты работы нейронной сети для первого режима течения

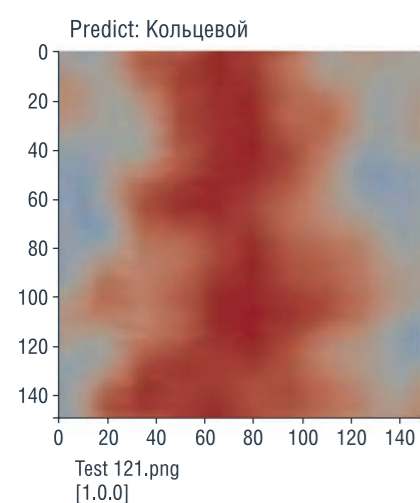


РИСУНОК 13. Результаты работы нейронной сети для второго режима течения

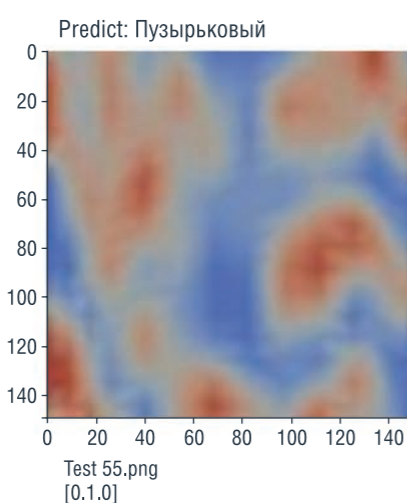
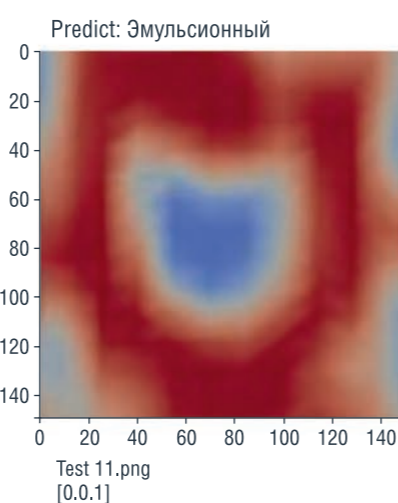


РИСУНОК 14. Результаты работы нейронной сети для третьего режима течения



Также, как и при работе с данными численного моделирования, сверху будет определяемый режим течения, а снизу – значения массива, соответствующего данному типу потока. Значение массива [1.0.0.] соответствует первому режиму течения, [0.1.0.] – второму, [0.0.1] – третьему. Далее будут представлены результаты работы [9].

Выводы

Результаты исследования показывают, что разработанный подход позволяет эффективно классифицировать типы двухфазного потока в вертикальном трубопроводе. Полученные результаты сопоставлены с картами течения двухфазного потока, что подтверждает высокую точность и применимость разработанного метода. Этот подход может быть использован для оптимизации процессов в различных

технических системах, где важно точно определить тип двухфазного потока.

Эта работа вносит значительный вклад в область моделирования и классификации двухфазного потока, а также демонстрирует потенциал нейронных сетей в решении подобных задач. Результаты исследования могут быть полезны для инженеров и научных работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией технических систем, связанных с двухфазным потоком.

Предлагаемый подход имеет значительный потенциал для применения в будущем в промышленных и инженерных системах. При этом может обеспечить более точные прогнозы и предоставить операторам систем более надежные инструменты для контроля и оптимизации двухфазных потоков в вертикальных трубопроводах. ●

Литература

1. Brackbill, J. U., Douglas B. Kothe, and Charles Zemach. "A continuum method for modeling surface tension." *Journal of computational physics* 100.2 (1992): 335–354.
2. G. Falcone, G. Hewitt, C. Alimonti *Multiphase flow metering. Developments in petroleum scient* 2009 г. 97 с.
3. *Open Source CFD, Boundary Conditions – OpenFOAM-4.1, Consulting Next*, 2017, 133 с.
4. Берчик Э.Д. *Свойства пластовых жидкостей*. Москва: Гостоптехиздат, 1960. 295 с.
5. Бузов А.А., Максимов В.М. *Метод измерения расходов фаз газоконденсатной смеси в трубопроводе, Газовая промышленность*. 2010. 20–21 с.
6. С.А. Вакуленко, А.А.Жихарева *Практический курс по нейронным сетям*. Санкт-Петербург 2018. 57 с.
7. С. Хайкин *Нейронные сети полный курс. Второе издание*. Москва 2006 г. 123 с.
8. Т. Ганегедара *Обработка естественного языка в контексте Data Science фреймворков*. ДМК Пресс 2020 г.
9. Ф.М. Гафаров, А.Ф. Галимянов *Искусственные нейронные сети и их приложения*. Издательство Казанского университета. Казань 2018 г. 85 с.

KEYWORDS: *computational modeling, openfoam, vertical pipeline, two-phase flow, oil-water mixture, neural networks, multiclass classification, python, flow map.*

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СИНХРОННОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА СКВАЖИННОЙ ИНФОРМАЦИИ на одном из участков севера Западной Сибири

ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В НЕОКОМСКОМ КЛИНОФОРМНОМ КОМПЛЕКСЕ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ЯВЛЯЕТСЯ СИНХРОННАЯ ИНВЕРСИЯ: ВВИДУ ПРИСУТСТВИЯ В ЦЕЛЕВОМ ИНТЕРВАЛЕ РАЗРЕЗА НИЗКОИМПЕДАНСНЫХ ГЛИН, ТОЛЬКО ПО СОВОКУПНЫМ ЗНАЧЕНИЯМ ПРОДОЛЬНОГО ИМПЕДАНСА (PIMP) И ОТНОШЕНИЯ СКОРОСТИ ПРОДОЛЬНОЙ ВОЛНЫ К ПОПЕРЕЧНОЙ (VP/VS) ВОЗМОЖНО УВЕРЕННО ВЫПОЛНИТЬ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ РАЗРЕЗА. В СВЯЗИ С ЧЕМ ОСОБЕННО ОСТРО ВСТАЕТ ВОПРОС О ВЫПОЛНЕНИИ СИНХРОННОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА СКВАЖИННОЙ ИНФОРМАЦИИ, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ РАБОТЫ. В СТАТЬЕ ПРЕДЛАГАЕТСЯ РЕШЕНИЕ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ С ПОМОЩЬЮ СКВАЖИНЫ, ПЕРЕНЕСЕННОЙ С СОСЕДНЕГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА (ЛУ) ВНУТРИ ГРАНИЦ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ВДОЛЬ ШЕЛЬФА С ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМА ROY WHITE, БАЗИРУЮЩЕГОСЯ НА СЕЙСМИЧЕСКОМ СКАНИРОВАНИИ СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ С КАЖДОЙ ТРАССОЙ В СЕЙСМИЧЕСКОМ ОБЪЕМЕ (ИЛИ ЕГО ЧАСТИ). В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПРОВЕДЕННЫХ ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ И СОПОСТАВЛЕНИЕ С РЕЗУЛЬТАТАМИ СИНХРОННОЙ ИНВЕРСИИ НА ОСНОВЕ СКВАЖИНЫ, РАСПОЛОЖЕННОЙ В ПРЕДЕЛАХ КУБА. ОЖИДАЕТСЯ, ЧТО РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПОЗВОЛЯТ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО КОЛИЧЕСТВА СКВАЖИННОЙ ИНФОРМАЦИИ

ONE OF THE MAIN METHODS OF SEISMIC DATA INTERPRETATION IN THE NEOCOMIAN CLINOFORM COMPLEX OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA IS SYNCHRONOUS INVERSION. DUE TO THE PRESENCE OF LOW-IMPEDANCE CLAYS IN THE TARGET INTERVAL OF THE SECTION, ONLY BY THE COMBINED VALUES OF LONGITUDINAL IMPEDANCE (PIMP) AND THE RATIO OF THE LONGITUDINAL TO TRANSVERSE WAVE VELOCITY (VP/VS) CAN THE LITHOLOGICAL DIVISION OF THE SECTION BE CONFIDENTLY PERFORMED. IN THIS REGARD, THE QUESTION ARISES OF PERFORMING SYNCHRONOUS INVERSION UNDER CONDITIONS OF A DEFICIT OF WELL INFORMATION, WHICH IS THE PURPOSE OF THIS WORK. THE ARTICLE PROPOSES A SOLUTION TO THIS PROBLEM USING A WELL TRANSFERRED FROM AN ADJACENT LICENSE AREA (LA) WITHIN THE BOUNDARIES OF THE CLINOFORM COMPLEX ALONG THE SHELF USING THE ROY WHITE ALGORITHM BASED ON SEISMIC SCANNING OF SYNTHETIC DATA WITH EACH TRACE IN THE SEISMIC VOLUME (OR ITS PART). THE PAPER PRESENTS AN ASSESSMENT OF THE QUALITY OF THE INVERSION TRANSFORMATIONS PERFORMED AND A COMPARISON WITH THE RESULTS OF SYNCHRONOUS INVERSION BASED ON A WELL LOCATED WITHIN THE CUBE. THE RESULTS OF THE WORK ARE EXPECTED TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK IN CONDITIONS OF A LIMITED AMOUNT OF WELL INFORMATION. OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK IN CONDITIONS OF A LIMITED AMOUNT OF WELL INFORMATION. TRANSFORMATIONS PERFORMED. IT IS EXPECTED THAT THE RESULTS OF THE WORK WILL IMPROVE THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK IN CONDITIONS OF A LIMITED AMOUNT OF WELL INFORMATION

Ключевые слова: *неокомский клиноформный комплекс, синхронная инверсия, алгоритм Roy White.*

Сенькина Ксения Алихановна

Специалист подразделения по региональной геологии и ГРП, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Синхронная инверсия позволяет перейти от волнового поля с интерференционным характером записи к свойствам геологического разреза – P-, S-импедансам, соотношению скоростей Vp/Vs и, в отдельных случаях, плотности. То есть результат инверсии можно напрямую сопоставлять со свойствами геологической среды, зафиксированными в скважинах [1, 4].

Поэтому для решения задачи по уточнению геологического строения клиноформного комплекса на площадях севера Западной Сибири и выделению перспективных объектов также необходимо выполнение синхронной инверсии. Однако на многих площадях в этом регионе отсутствуют скважины, необходимые для создания фоновых моделей упругих свойств для инверсионных преобразований

РИСУНОК 1. Данные АКр, АКс и ГТКп по скважинам № 1, 2

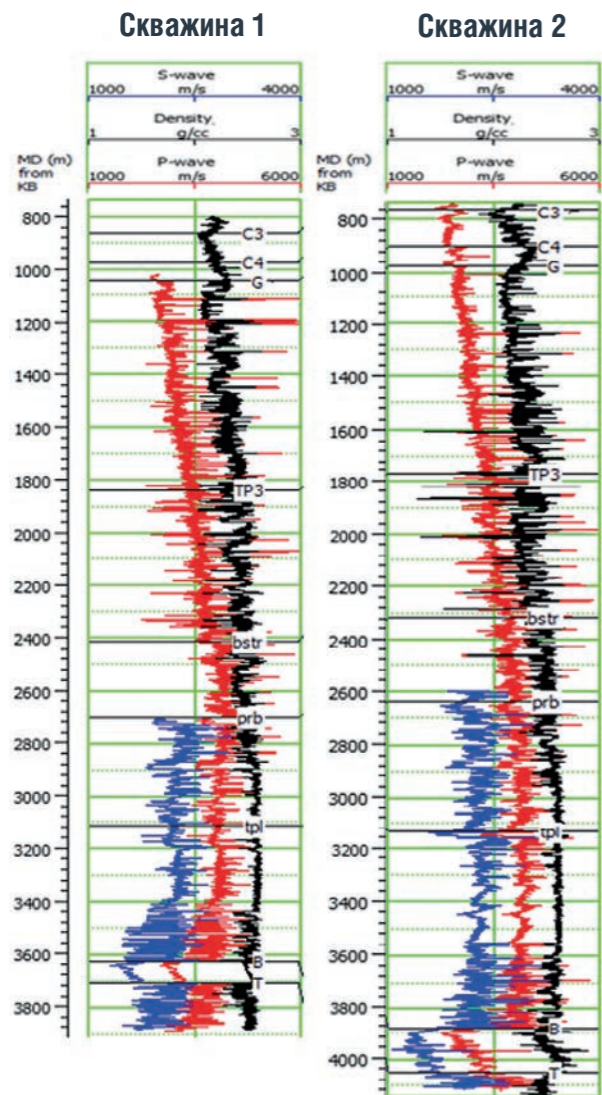


РИСУНОК 2. Перенос скважины вдоль бровки шельфа



РИСУНОК 3. Карта корреляции скважинных данных с сейсмическим полем, построенная с помощью алгоритма Roy White

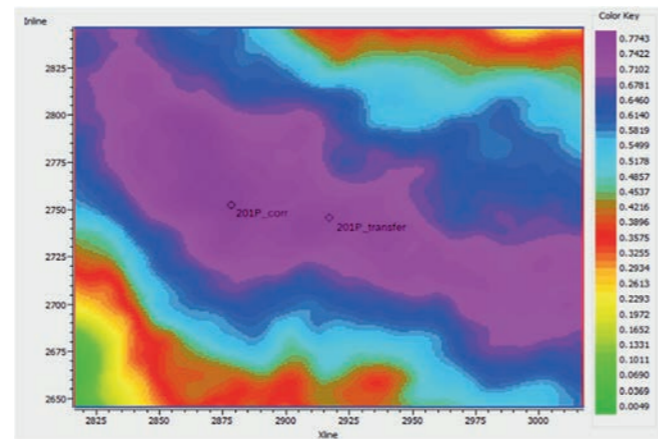
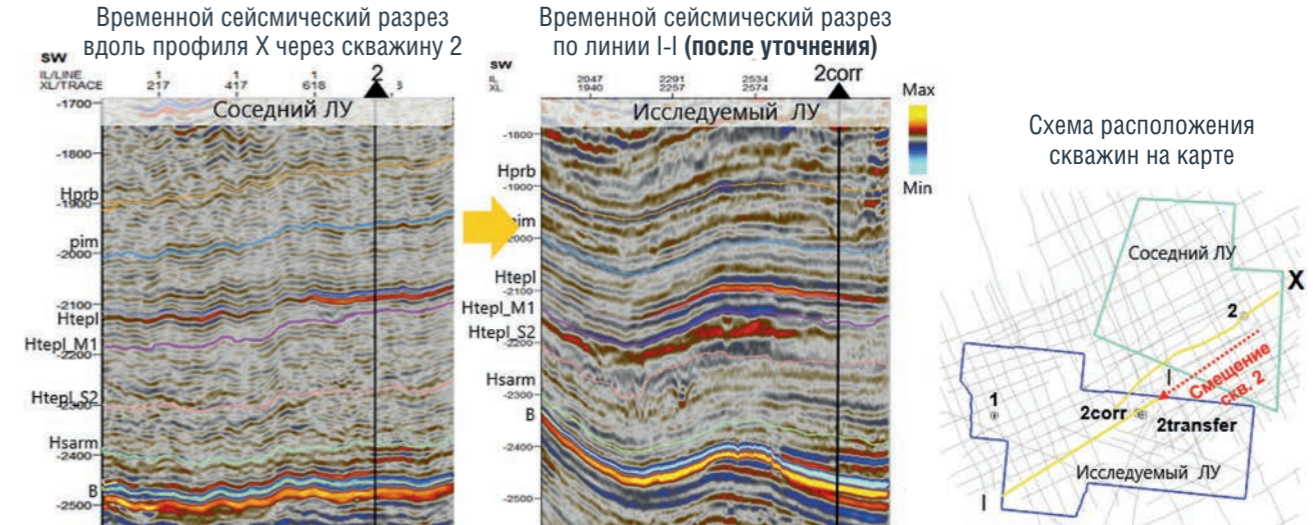


РИСУНОК 4. Корректировка расположения скважины № 2 с учетом карты корреляции скважинных данных с сейсмическим полем



корреляцию, чем при предположении, что географически соседняя трасса является наилучшей. Расчеты, используемые в этом процессе, основаны на алгоритме извлечения импульса алгоритмом Roy White.

Карта корреляции скважинных данных с сейсмическим полем алгоритмом Roy White выполнена в интервале привязки (1800–2490 мс) с длиной сканирования 100 мс. Алгоритм выполняет поиск временных сдвигов, чтобы согласовать отражательную способность с сейсмическими

данными в заданном временном диапазоне. Минимальным значением по умолчанию для этого параметра является удвоенная длина импульса сейсмических данных. В работе использовалось окно корреляции с длиной 1000 мс – значение, учитывающее весь целевой интервал.

На основе построенной карты корреляции скорректировано местоположение скважины № 2transfer в зону наилучшего схождения скважинных данных с сейсмическим полем (далее скважина № 2corr) (рисунок 3).

На рисунке 4 наблюдается схожесть сейсмического волнового поля между временными сейсмическими разрезами вдоль профиля X (исходное расположение скважины № 2) и вдоль линии I-I через скважину № 2corr после уточнения расположения.

Выполнение синхронной инверсии

Для выполнения синхронной инверсии по финальным обработанным сейсмограммам рассчитаны угловые суммы,

и, соответственно, возникает вопрос, как их задать.

На исследуемом лицензионном участке проведена сейсмическая съемка 3D и есть одна глубокая скважина № 1 с данными упругих свойств, вскрывающая целевой интервал (рисунок 1), на основании которой была выполнена синхронная инверсия с последующим выделением перспективных объектов.

Для оценки возможности использования данных упругих свойств с соседних площадей был выполнен альтернативный вариант инверсионных преобразований по скважине № 2, перенесенной на исследуемую территорию внутри границ клиноформного комплекса вдоль бровки шельфа с помощью алгоритма Roy White.

Целью работы является разработка методического подхода для

повышения качества синхронной инверсии в условиях отсутствия скважинной информации.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- Анализ особенностей района работ.
- Выбор скважин, вскрывающих целевой интервал, для выполнения синхронной инверсии.
- Перенос скважин с соседнего на исследуемый ЛУ.
- Выполнение синхронной инверсии.
- Сопоставление результатов.

Перенос скважины алгоритмом Roy White

Для выполнения альтернативного варианта синхронной инверсии скважина № 2 перенесена на территорию исследуемого ЛУ

внутри границ клиноформного комплекса вдоль бровки шельфа. На рисунке 2 отмечено новое расположение скважины с названием 2transfer. Затем выполнено уточнение местоположения скважины на основе карты корреляции скважинных данных с сейсмическим полем алгоритма Roy White [5–6].

Алгоритм Roy White представляет собой процедуру оптимальной оценки сейсмического импульса путем калибровки и корреляции данных каротажа скважины и сейсмических данных.

Процесс скважинного сейсмического сканирования позволяет создавать карты, показывающие корреляцию синтетических данных с каждой трассой в сейсмическом объеме (или его части). Это позволяет получить лучшую сейсмическую

РИСУНОК 5. Статистический групповой импульс

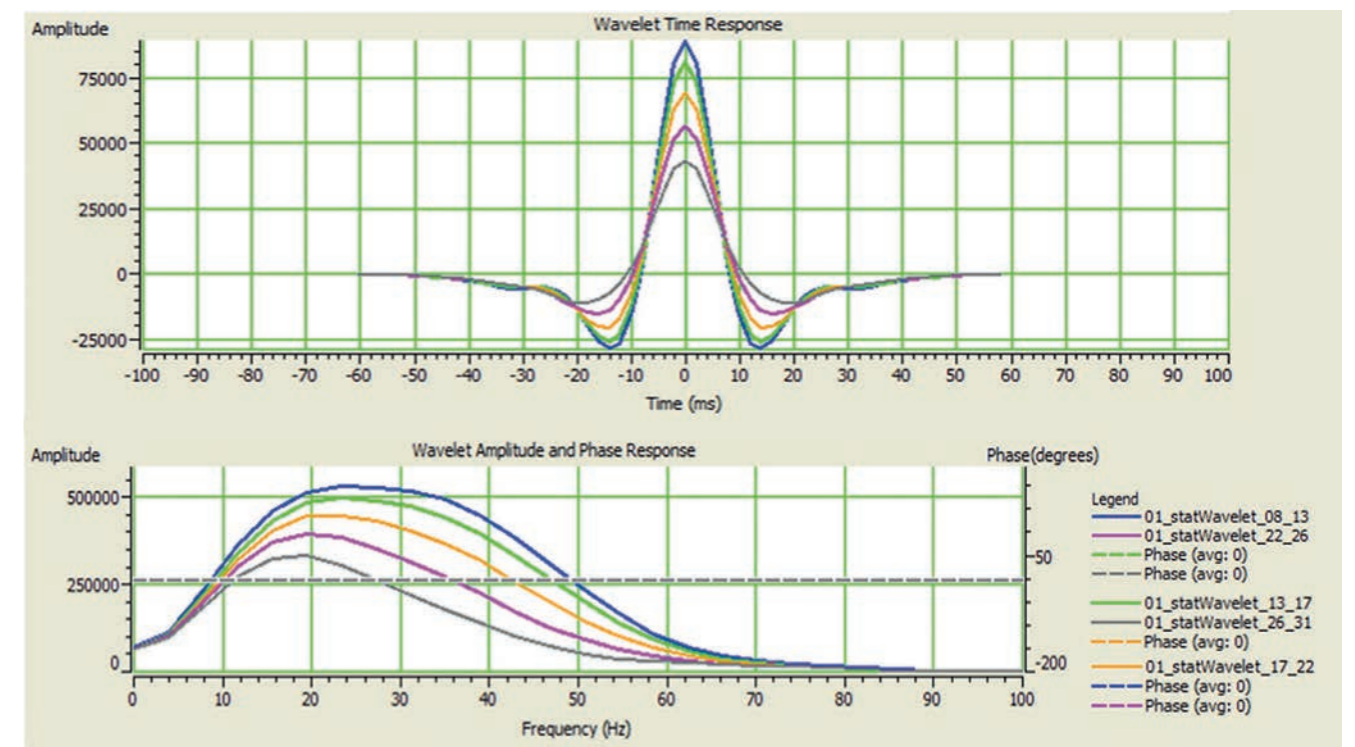


РИСУНОК 6. Одномерное моделирование – интервал от ОГ Нпрб до ОГ Т в скважине № 1

Привязка с групповым статистическим импульсом в скважине 1 в интервале 910–2520 мс

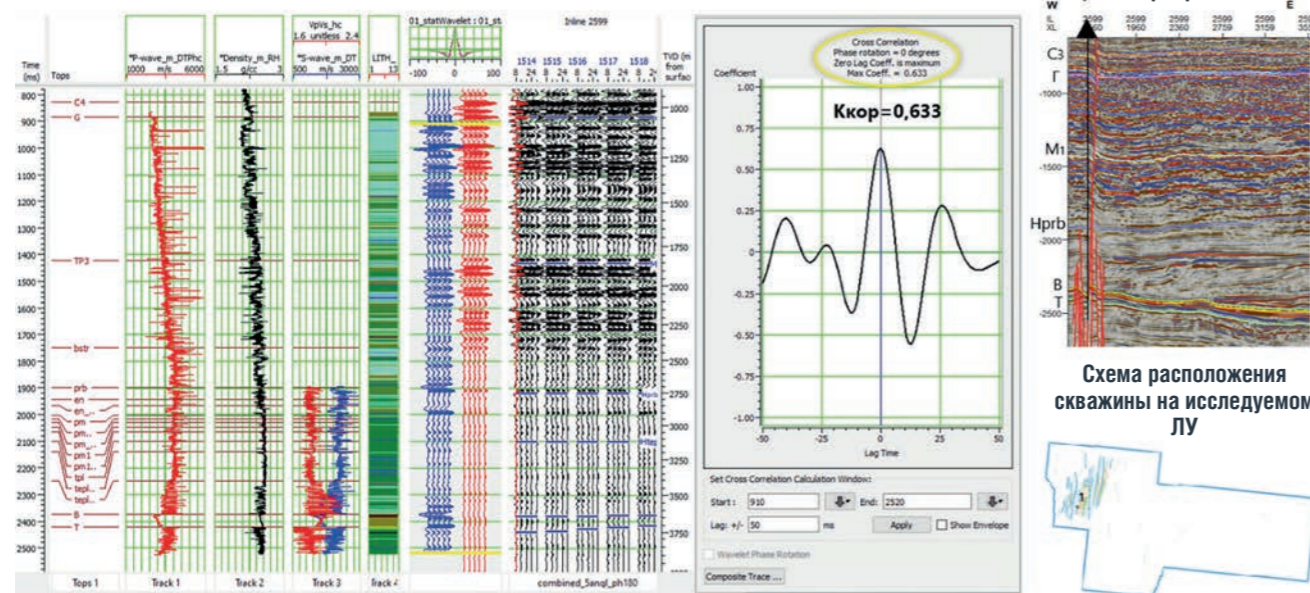
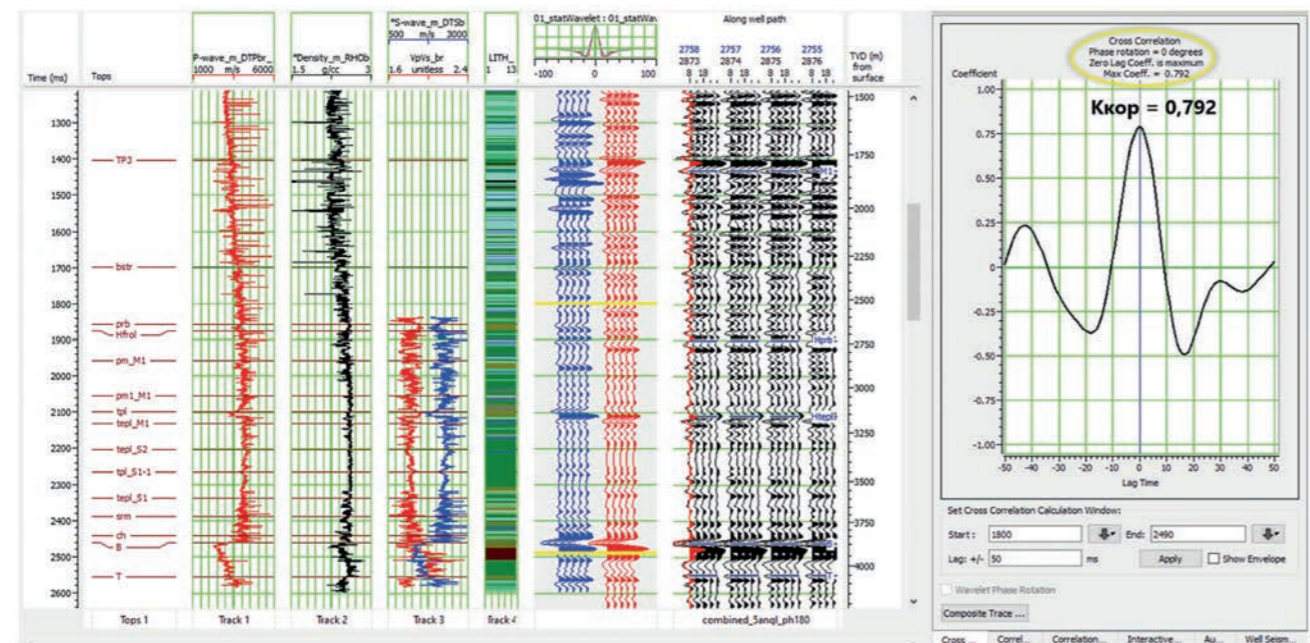


РИСУНОК 7. Одномерное моделирование – интервал от Нпрб до Б после корректировки расположения скважины № 2согг



причем кратность сейсмических данных и распределение удалений позволили рассчитать 5 угловых стеков в диапазонах углов 5–12°, 10–16°, 14–22°, 20–28°, 26–36°. Такое детальное разбиение на углы увеличивает достоверность восстановления упругих параметров и дает предпосылки к восстановлению плотности, что возможно лишь при использовании информации, полученной при больших углах подхода волны (> 30°) [3].

Так как целевой интервал вскрыт только одной скважиной надежно оценить импульс не представляется

возможным, поэтому коррекция сейсмогеологической привязки и синхронная инверсия выполнены со статистическим импульсом, рассчитанном в интервале 1800–2600 мс по каждой угловой сумме (рисунок 5). Для альтернативного варианта синхронной инверсии, по аналогии с инверсией по скважине № 1, выполнена привязка сейсмических и скважинных данных с таким же статистическим групповым импульсом.

Низкий коэффициент корреляции 0,633 синтетических кривых с исходными сейсмическими данными

по скважине № 1 при одномерном моделировании может быть связан с качеством исходных каротажных данных и расположением скважины вблизи разломной зоны (рисунок 6).

При выполнении альтернативного варианта инверсии по скважине № 2согг на основе построенной карты корреляции скважинных данных с сейсмическим полем алгоритмом Roy White (рисунок 7) скорректировано местоположение скважины, затем уточнена сеймостратиграфическая привязка, что позволило увеличить коэффициент корреляции с 0,742 до 0,792.

РИСУНОК 8. Оценка параметров синхронной инверсии в скважине № 1

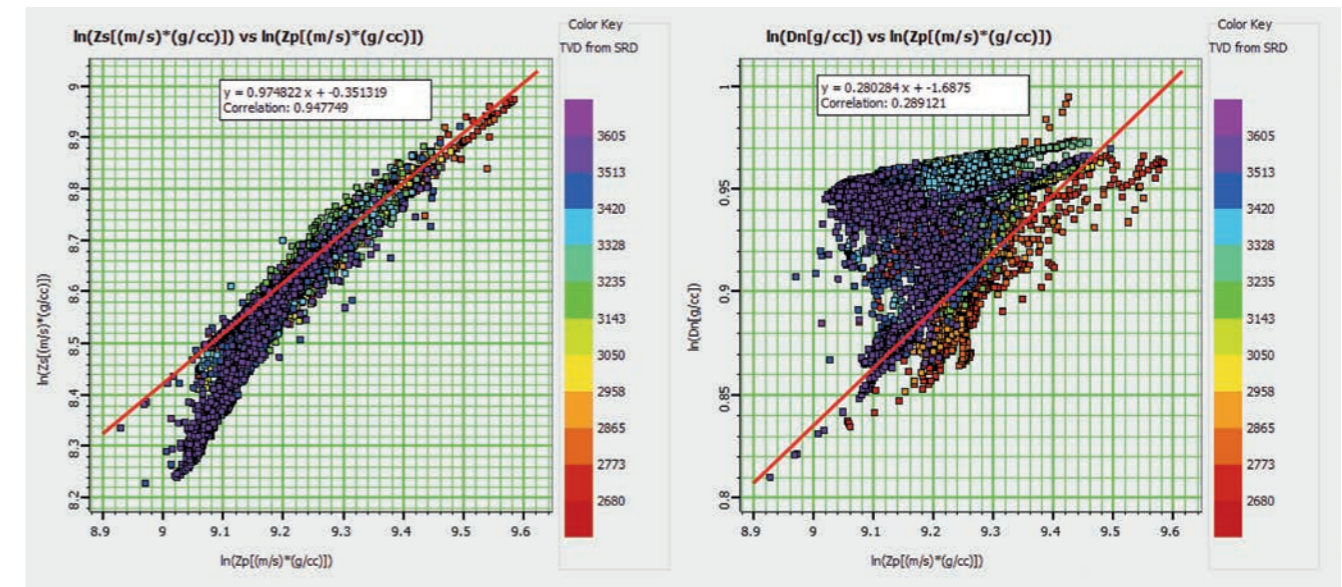
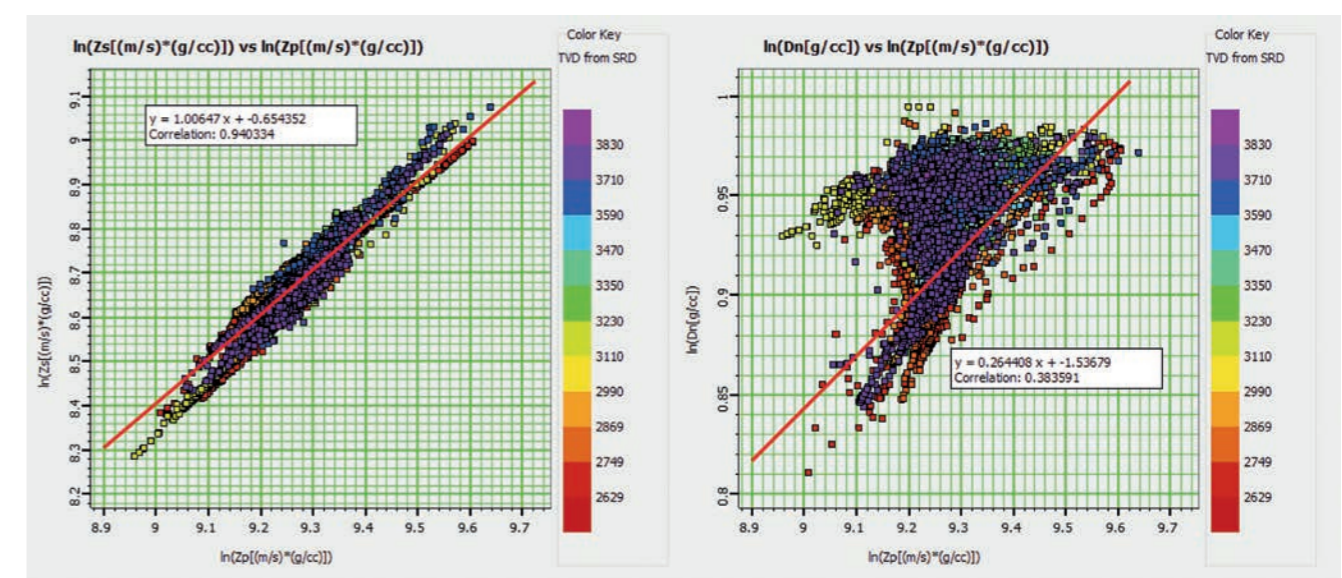


РИСУНОК 9. Оценка параметров синхронной инверсии в скважине № 2согг



Для выполнения инверсионных преобразований были построены тонкослоистые пластовые модели распределения трех упругих параметров: Р-импеданса, S-импеданса и плотности, значения которых интерполировались в межскважинном пространстве с учетом поведения отражающих горизонтов на весь объем сейсмического материала.

В основу фоновой модели легли подготовленные данные каротажа продольной и поперечной волн и гамма-гамма плотностной каротаж либо по скважине № 1, либо по скважине № 2согг для интервала от 1700 до 2800 мс и 4 опорных отражающих горизонтов: ОГ Нпрб (подошва приобской

глинистой пачки), ОГ Нтепл (подошва тепловской (уренгойской) «шоколадной» глинистой пачки), ОГ Б (кровля гольчихинской свиты и ее возрастных аналогов), ОГ Т (кровля пласта Ю2, малышевская свита). В качестве пространственного тренда для интерполяции скважинных данных по площади работ использовались данные скоростей обработки (метод Cokriging with Seismic Velocity) [5]. В результате была построена низкочастотная модель фоновых импедансов, дополняющая спектр в полосе частот от 0 до 5-10 Гц без резких латеральных изменений значений.

Оценка параметров, стабилизирующих синхронную

инверсию, приведена на рисунках 8–9. Здесь видно, что по обеим скважинам получены схожие корреляционные связи $\ln(Z_s)=f(\ln(Z_p))$ и $\ln(D_n)=f(\ln(Z_p))$ для интервала от ОГ Нпрб до ОГ Б – это является дополнительным критерием достоверности предлагаемого подхода к расчету инверсии с использованием скважины, перенесенной с соседней площади.

При статистическом сопоставлении прогнозных параметров, полученных в результате инверсии, с исходными упругими параметрами, полученными по данным ГИС, оценена точность выполнения синхронной инверсии. Так на рисунках 10–11 отображены

РИСУНОК 10. Оценка точности выполнения синхронной инверсии в абсолютных значениях в скважине № 1

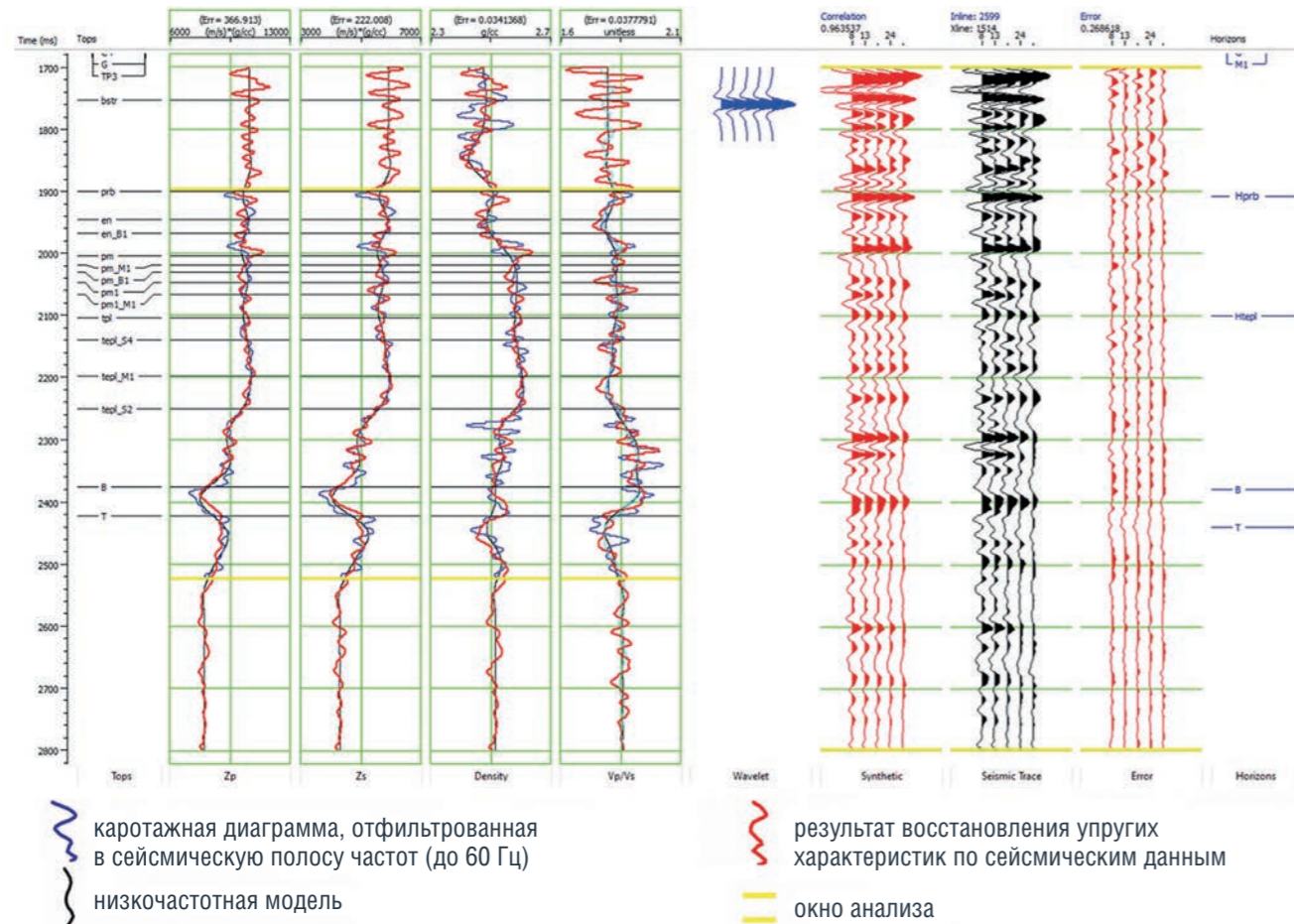


РИСУНОК 11. Оценка точности выполнения синхронной инверсии в абсолютных значениях в скважине № 2corr

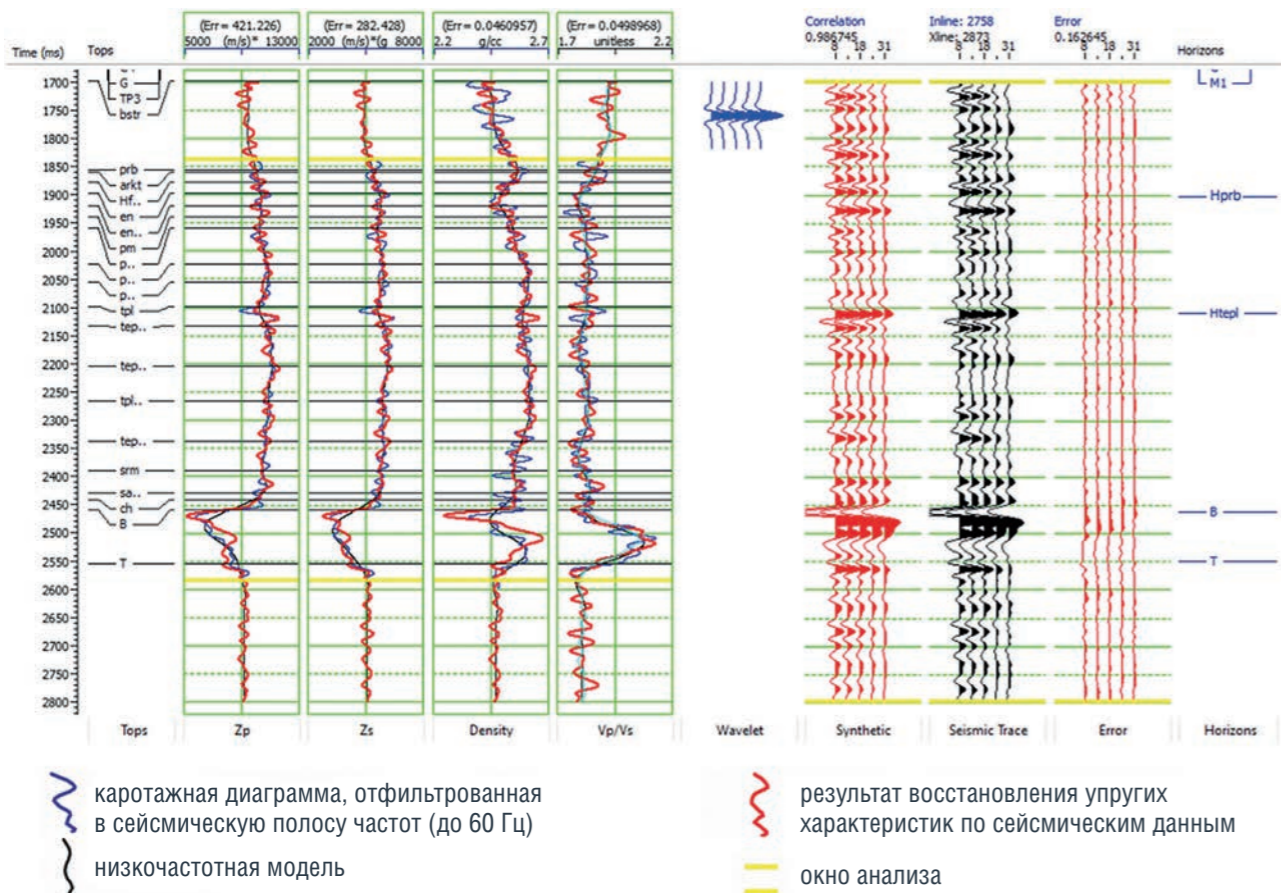


РИСУНОК 12. Оценка точности выполнения инверсии (кросс-плоты) в скважине № 1

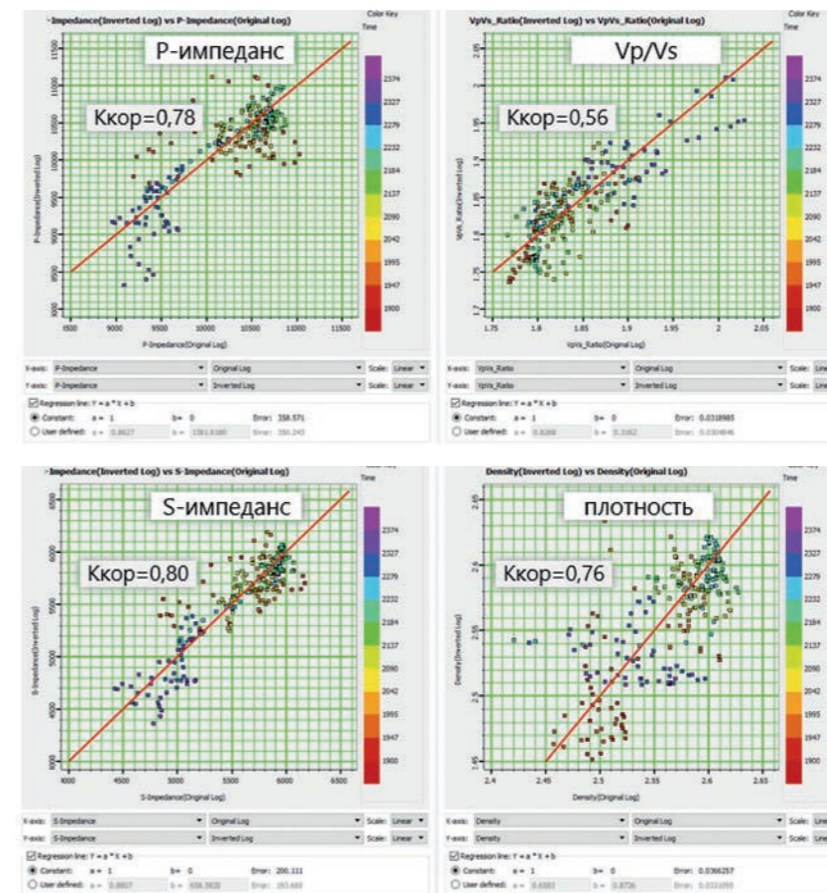
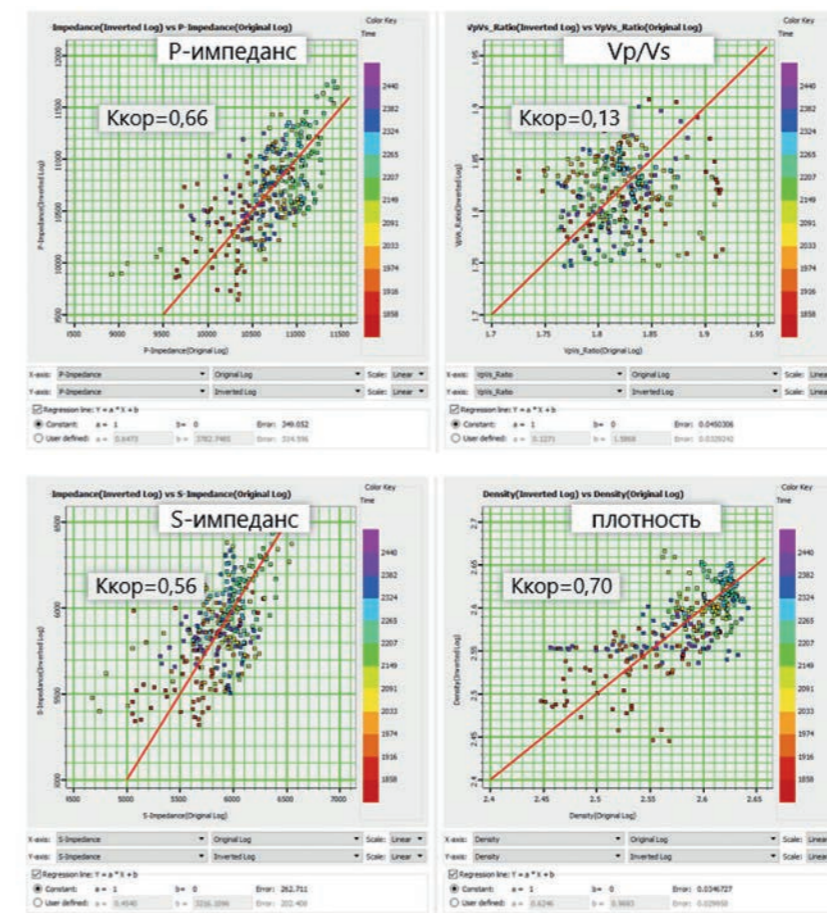


РИСУНОК 13. Оценка точности выполнения инверсии (кросс-плоты) в скважине № 2corr



кривые ГИС в абсолютных значениях. Можно заметить, что отклонение от исходных кривых не превышает 10%, а коэффициент корреляции синтетических и сейсмических данных составляет 96% в скважине № 1 и 99% в скважине № 2corr, что является показателем качественно проведенного инверсионного преобразования [2]. Зависимости прогнозных упругих свойств от фактических показывает хорошее восстановление в абсолютных значениях. Однако, при вычитании фоновой модели наблюдается ухудшение корреляции исходных и восстановленных кривых, так как в сейсмических данных отсутствуют низкие частоты (рисунки 12–13).

Судя по проведенному анализу, можно сделать вывод, что в результате выполненных работ удалось получить упругую модель, достаточно полно описывающую реальное геологическое строение изучаемой площади.

Сопоставление результатов двух инверсий

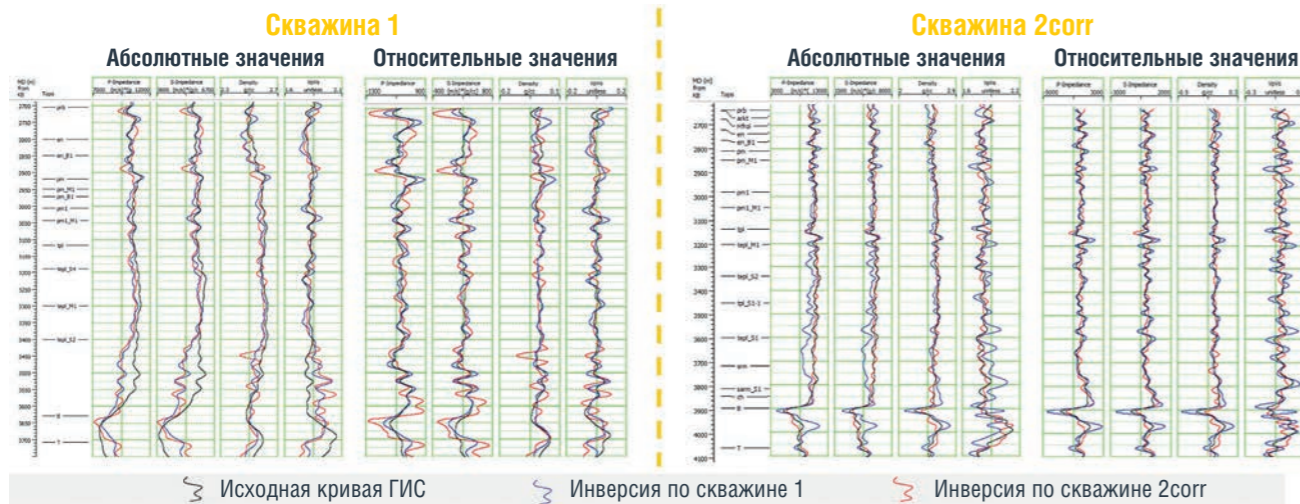
Ключевым этапом оценки достоверности проведенных инверсионных преобразований является сопоставление синтезированных кривых упругих параметров.

На рисунке 15 приведены кривые в абсолютных значениях: наблюдается сходимость, отклонение полученных кривых от исходных не превышает 10%, изменение свойств происходит в одном диапазоне, на основе чего можно сделать вывод о схожести результатов инверсии, отсутствии аномальных значений и достоверном распределении упругих свойств пластов (рисунок 14).

Кроме того, проанализированы вертикальные сечения упругих параметров, демонстрирующие хорошее совпадение кубов синхронной инверсии с входными сейсмическими данными через «слепую» скважину № 2corr для 1-ого варианта инверсии (рисунок 15) и через «слепую» скважину № 1 для 2-го варианта инверсии (рисунок 16).

Анализа показал, что несмотря на перенос скважины № 2 на 30 км результат проведенных

РИСУНОК 14. Оценка точности выполнения синхронной инверсии в скважинах № 1 и 2corr



инверсионных преобразований сопоставим с результатом инверсии по скважину № 1. Оба варианта можно использовать для контроля качества инверсионных преобразований и проведения динамического анализа при выделении и оконтуривании перспективных объектов. Так, например, обоснование для выделения перспективных объектов вдоль горизонта Нтепл М1 являлось подтверждение результатов на каждом варианте кубов Р-импеданса и Vp/Vs (рисунок 17).

Результаты

В работе представлены результаты синхронной инверсии: Р-, S-импеданс, плотность и параметр Vp/Vs, в интервале от ОГ Нпрб до ОГ Т с использованием скважины № 1, упругие свойства в которой синтезированы на основе данных с соседних скважин. Кроме того, выполнен второй вариант синхронной инверсии с использованием скважины № 2, перенесенной с соседней площади на исследуемый ЛУ в зону наилучшей корреляции с данными сейсморазведочных работ 3D.

Проведенный контроль качества инверсии позволяет сделать вывод, что по кубам акустического импеданса и отношения Vp/Vs может быть выполнен достаточно надежный прогноз коллекторских свойств продуктивного интервала в обоих вариантах инверсии.

Сопоставление синтезированных кривых с исходными данными ГИС и результатов двух независимых

РИСУНОК 15. Результат инверсионных преобразований с использованием скважины № 1

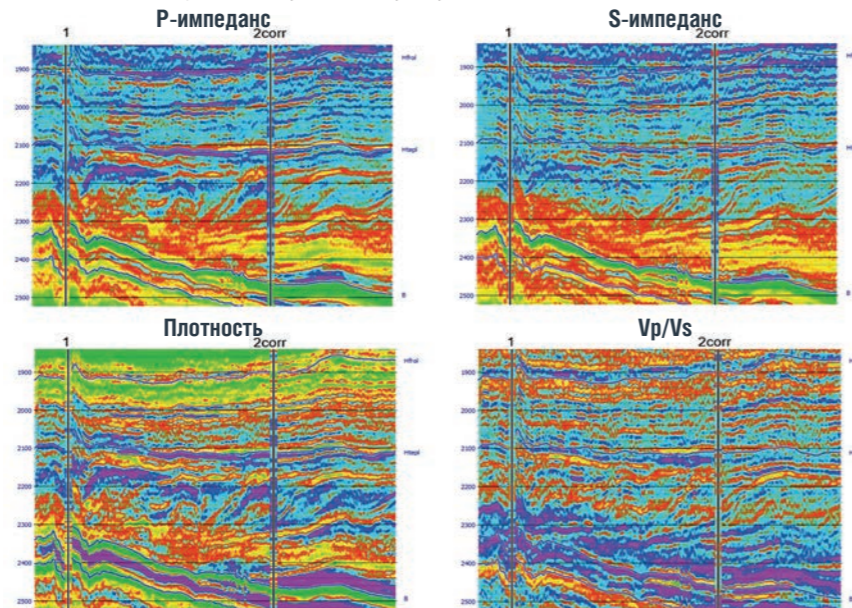


РИСУНОК 16. Результат инверсионных преобразований с использованием скважины № 2corr

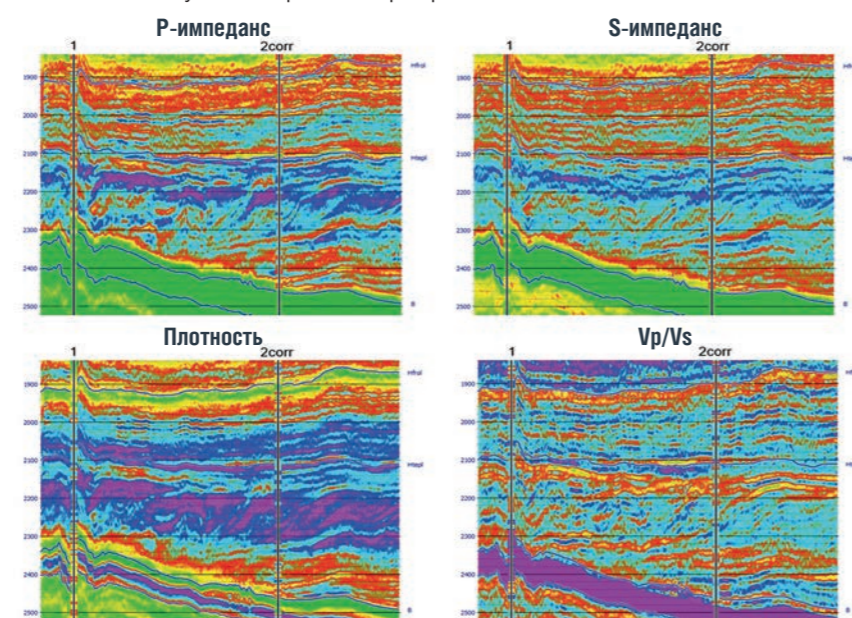
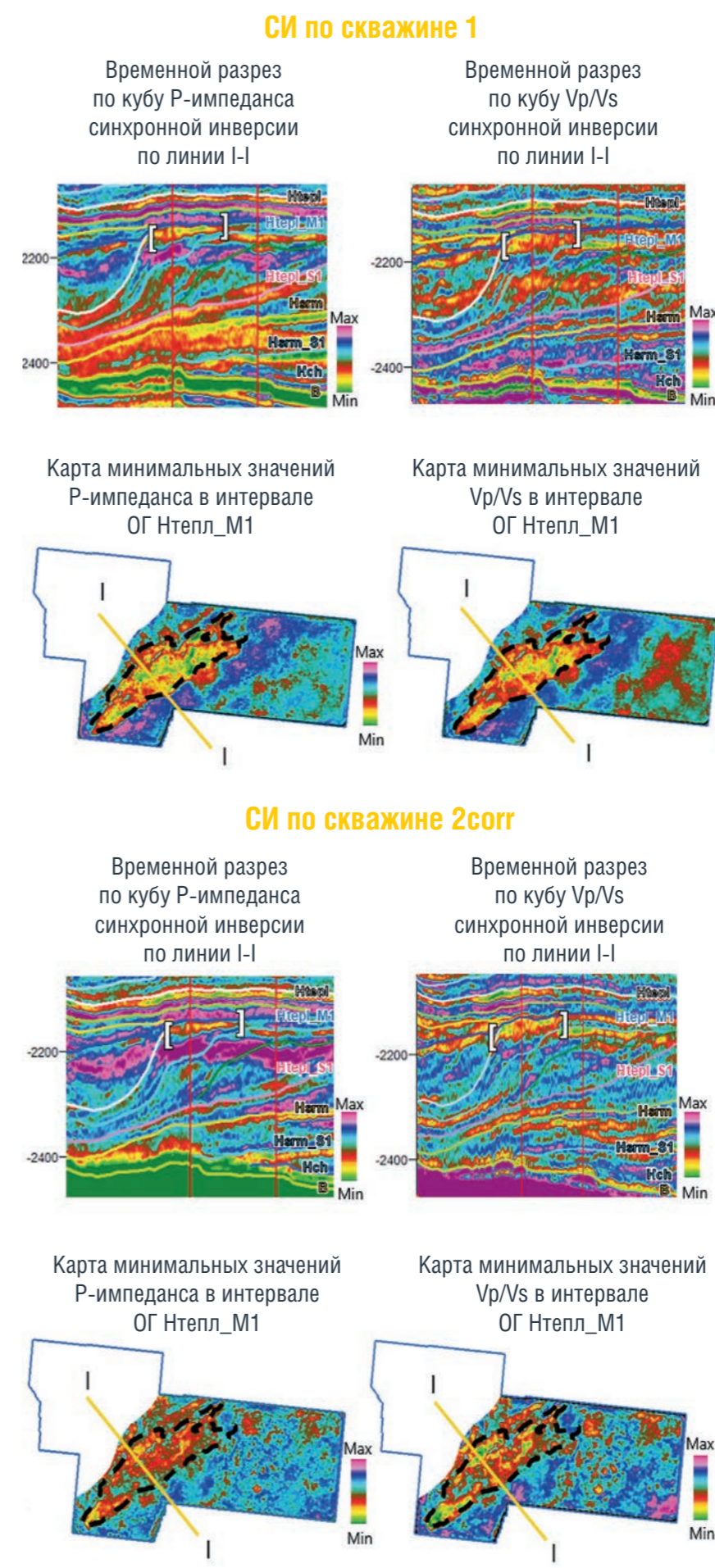


РИСУНОК 17. Динамический анализ ОГ Нтепл М1



инверсионных преобразований проиллюстрировало целесообразность привлечения соседних скважины при ограниченном количестве информации.

Вывод

Инверсионные преобразования сейсмических данных являются важной составляющей интерпретации геологического разреза. Синхронная инверсия позволяет получить детальное представление о строении и свойствах пластов. Степень достоверности результатов напрямую зависит от количества и качества исходных данных на исследуемой территории.

Безусловно, дефицит скважинной информации не дает возможность оценить межскважинное пространство в полной мере. Несмотря на это, результаты проведенного эксперимента показали, что в ограниченных условиях использование скважин соседних участков позволяет выполнить инверсионные преобразования для оценки рисков и достоверности, повышения качества геологической интерпретации сейсмических данных и прогнозирования флюидонасыщенных резервуаров. ●

Литература

1. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 1 // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. с. 3–16.
2. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Киссии Ю.М., Шубин А.В. // Способы реализации и оценка эффективности сейсмической инверсии: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 62 с.
3. Романенко М.Ю., Керусов И.Н., Мирошниченко Д.Е., Масалкин Ю.В. Оценка эффективности метода синхронной инверсии сейсмических данных применительно к моделям слабоконтрастных коллекторов // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 55–61. – Библиогр.: с. 61.
4. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е., Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2 // Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. с. 5–15.
5. Hampson D., AVO theory: Hampson -Russell Software services Ltd.
6. Hampson D. and Russell B. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data: SEG, 2005.

KEYWORDS: neocomian clinoform complex, synchronous inversion, Roy White method.

НЕЙРОННЫЕ СЕТИ КОЛМОГОВОРА В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ:

оценка коллекторских свойств клиноформенных отложений Западной Сибири

ПРИМЕНИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ АКТУАЛЬНЫМ ВОПРОСОМ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНО СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕСТИРОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ В ПО IP-SEISMIC. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ТРЕНДОВ В ПРОЦЕССЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ

THE APPLICABILITY OF USING MACHINE LEARNING ALGORITHMS TO SOLVE PROBLEMS IN THE FIELD OF SEISMIC INTERPRETATION IS AN URGENT ISSUE. THIS ARTICLE PRESENTS A COMPARISON OF THE RESULTS OF TESTING MACHINE LEARNING ALGORITHMS INTEGRATED INTO IP-SEISMIC SOFTWARE. THE OBTAINED RESULTS CAN BE USED TO BUILD TRENDS IN THE MODELING PROCESS, EVALUATE VARIOUS SCENARIOS AND ANALYZE THE SPREAD OF INITIAL GEOLOGICAL RESERVES

Ключевые слова: нейронные сети, сейсморазведка, прогноз, ФЭС, клиноформенные отложения.

Хусаинов Георгий Вячеславович

ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Ковалькова Анастасия Сергеевна

ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Вопрос корректного определения коллекторских свойств при решении задач сейсмической интерпретации с привлечением методов машинного обучения в последние годы набирает актуальность. Решение таких задач имеет ряд сложностей по причине нелинейности и неоднородности геологической среды. Использование классических подходов – атрибутный анализ и инверсия – не в полной степени обеспечивает достаточную точность моделирования емкостных свойств и сильную корреляционную зависимость к прогностическим свойствам.

Главная задача – поиск функциональной аппроксимации сейсмических данных к данным

каротажа с целью последующего распространения на всю площадь объекта.

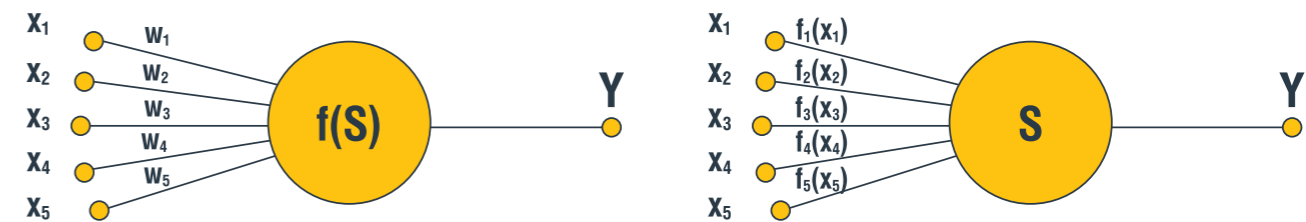
Для нивелирования неопределенностей во время сейсмической интерпретации в данной работе использовался метод прогнозирования коллекторских свойств, основанный на анализе данных сейсморазведки и применении нейронных сетей Колмогорова [2].

Алгоритмы машинного обучения, интегрированные в ПО «IP-Seismic» («ООО «Лаборатория Приезжева»), уже использовались при прогнозировании свойств пласта [5, 6, 7] на нефтяных месторождениях.

Методы

В рамках решения задачи использовалось ПО «IP Seismic» («ООО «Лаборатория Приезжева»), при этом ключевую роль в процессе играли алгоритмы, основанные на нейронных сетях Колмогорова. Отличительной чертой нейросетей Колмогорова является сложная и глубокая структура, что выделяет их на фоне традиционных моделей нейросетей. В отличие от привычного метода построения архитектуры сети с прямыми связями, где слои

РИСУНОК 1. Сравнение классического нейрона и полнофункционального нейрона Колмогорова



нейронов последовательно обрабатывают и передают данные, нейросети Колмогорова обладают возможностью формирования более комплексной нелинейной структуры благодаря рекуррентной архитектуре, что позволяет осуществлять соединения между нейронами в различных конфигурациях, обеспечивая высокую эффективность обработки информации.

Входные данные одного нейрона могут стать выводами для другого, как показано на рисунке 1. Каждый нейрон применяет уникальную нелинейную функцию к своим входам, что значительно увеличивает их гибкость. Благодаря наличию большего количества скрытых слоев, нейросети, разработанные Колмогоровым, способны более эффективно анализировать сложные наборы данных. Обучение этих сетей производится с использованием смешанного алгоритма, сочетающего в себе генетические и градиентные методы. Для достижения надежных результатов прогнозирования применяются методы, основанные на теореме о монотонности функций от Колмогорова и техники регуляризации по Тихонову.

В процессе работы можно прогнозировать распределение коллектора по скважинным данным, в 2D- и 3D-вариантах, а также другие ключевые параметры для оценки качества резервуара. Рекомендуется применение стохастического подхода, предполагающего создание множества прогнозов путем исключения определенных скважин из каждого расчета для изучения вариативности результатов. Данный подход позволяет генерировать кубы данных, отражающие различные уровни вероятности (P10, P50, P90), средние значения и стандартные отклонения, также глубинные кубы данных могут быть эффективно интегрированы в 3D-моделирование, служа

объемным трендом для оценки и прогнозирования потенциальных изменений в трехмерной модели коллектора.

Применение нейронных сетей в прогнозных вычислениях можно разделить на два ключевых этапа.

Первый этап – обучение нейронных сетей, используя необходимый набор данных: значение прогнозируемого параметра, определенное в конкретной точке вдоль ствола скважины; вектор переменных, используемый для выполнения прогноза. В данном контексте этот вектор состоял из данных сейсмического по трассе заданного куба (или нескольких кубов) выше и ниже точки прогноза с параметром вдоль ствола скважины. Можно использовать как и кубы полученные по результатам инверсии, так и амплитудные кубы. Кроме того, возможно использовать кубы в глубинном мас-штабе, для того чтобы в дальнейшем использовать их при построении геологической модели.

Обучающий массив может иметь большую размерность, так как в нем используются все точки на заданных скважинах. Выборка этих точек и диапазон зоны прогноза могут быть ограничены интервалом целевого пласта. Если заданный пласт можно разбить на пропластки дополнительными поверхностями, то эти поверхности также используются для определения низкочастотного тренда при прогнозе. В случае большого количества скважин на изучаемом участке предлагается использовать режим отдельного обучения нейронных сетей по каждой скважине, что позволяет получить набор отдельных обученных нейронных сетей, соответствующих каждой скважине. В процессе выполнения расчета результативного куба используются несколько нейронных сетей с ближайших к расчетной трассе скважин. Значения на

этой трассе вычисляются как средневзвешенное по результатам применения нейронных сетей, с весом, обратным расстоянию до соответствующих скважин, и с учетом защитного радиуса, задаваемого пользователем. Количество ближайших скважин также задается пользователем.

Второй этап – вычисление прогнозных кубов на основе обученной на первом этапе нейронной сети. На вход нейронной сети подаются сейсмические кубы, которые использовались при обучении. Для оценки точности прогнозных построений используется кроссвалидационный подход, суть которого в выполнении многократных прогнозов на основе обучения на случайной части обучающего массива с удалением части скважин. В результате многократных прогнозов вычисляются кубы среднего прогноза стандартного отклонения P10, P50 и P90.

Прогноз свойств пласта

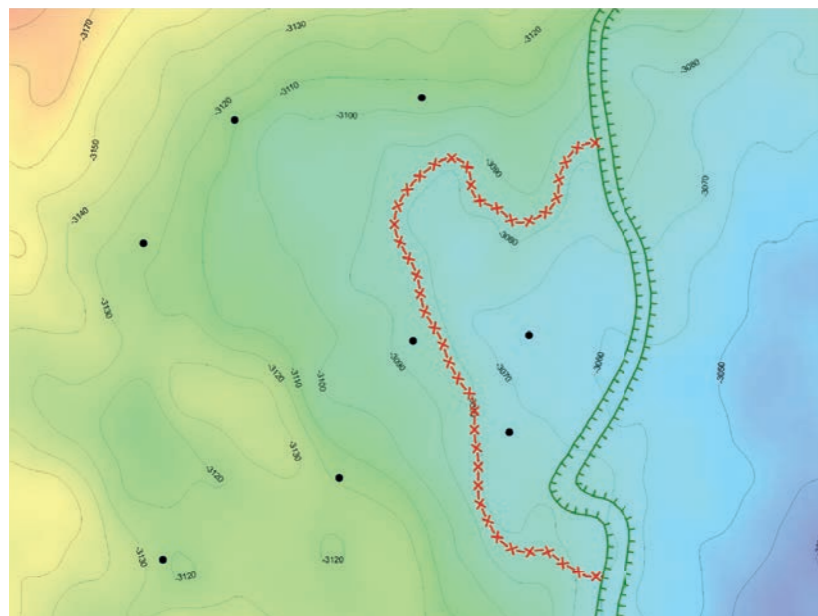
В процессе работы данный подход был протестирован на одном газоконденсатном месторождении, расположенном в ЯНАО. Метод нейросетевого прогноза применялся как тренд при построении геологической модели, и поэтому важно детально оценить результаты прогноза модели нейронной сети для дальнейшего планирования эксплуатационного бурения в условиях геологических неопределенностей.

Объектом исследования является пласт БУ16, характеризующийся сложным клиноформенным строением (рисунок 2).

РИСУНОК 2. Схематическое представление геологического разреза, пласта БУ16



РИСУНОК 3. Структурная карта БУ16



Седиментологически отложения формировались в условиях дельты волнового типа, а залежь обладает структурнолитологическим и пластовосводным характером.

Из-за сложности строения пласта и недостаточной степени изученности отмечаются следующие неопределенности:

- малое количество скважин (8 разведочных скважин) и неравномерная сетка разбуривания в пределах месторождения (рисунок 3);
- отсутствие универсального площадного атрибута для прогнозирования коллекторских свойств для пластов со сложным клиноформенным строением. При анализе атрибутов важными факторами для получения детального сейсмического тренда являются правильный выбор нарезки и окна для измерения атрибутов. Неверный выбор этих параметров может привести к упущению части информации о коллекторе, что, в свою очередь,

снижит корреляцию между прогнозом и фактическими данными, делая результаты не пригодными для включения в геологическую модель.

Одним из вариантов решения проблемы поиска связи между скважинными данными с сейсмической информацией рассматривается использование нейронных сетей Колмогорова для построения 2D- и 3D-тренда.

В ходе построения поверхностного тренда были получены карты распространения песчаности. Расчет производился по алгоритму TNN regression. В качестве входной информации использовались результаты синхронной инверсии – упругие свойства (отношение скорости продольной и поперечной волны, акустический и сдвиговый импеданс). По итогам прогноза был получен двухмерный сейсмический тренд с сильной корреляционной зависимостью (0,92) со скважинными данными. Результаты представлены на рисунке 4.

РИСУНОК 5. Результаты кросс-валидации

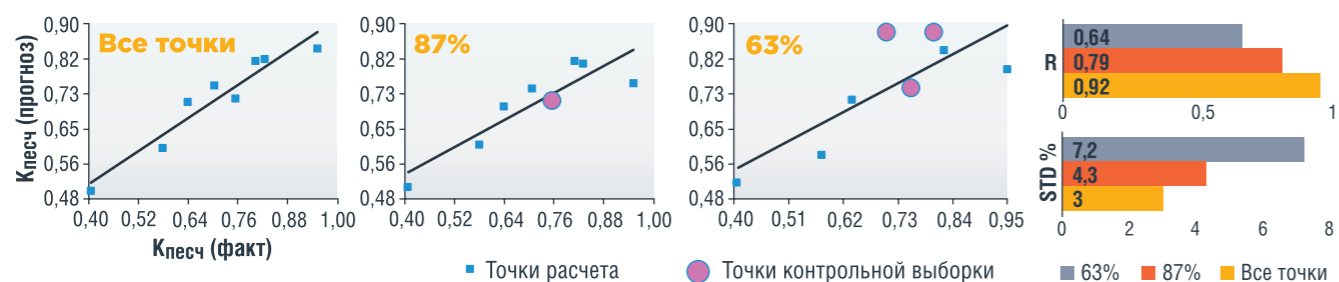
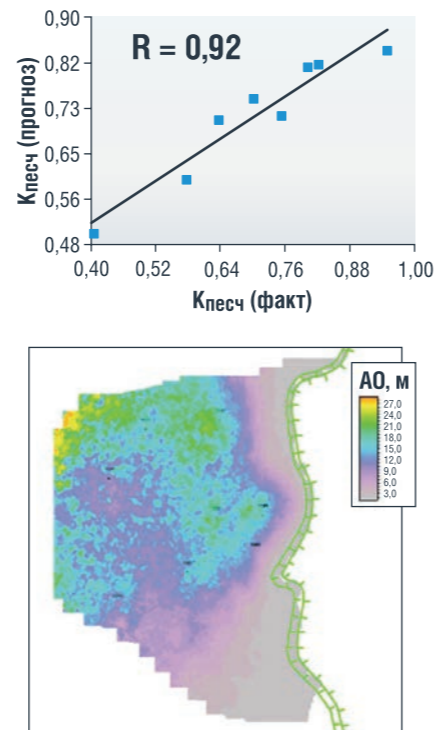


РИСУНОК 4. Двухмерный сейсмический тренд песчаности

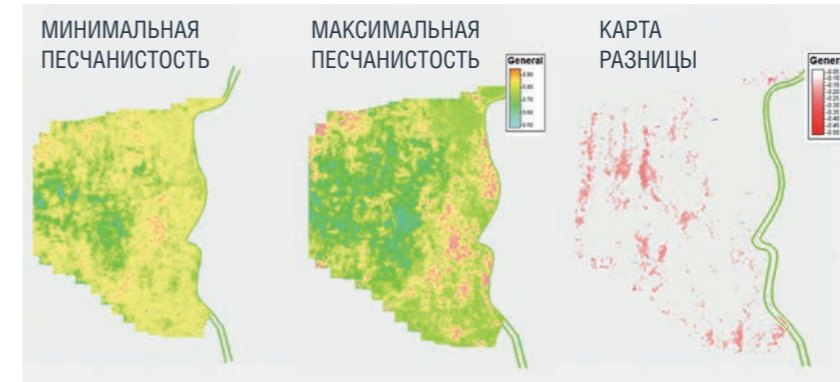


Однако у нейронных сетей есть свои недостатки, поэтому задача интерпретатора заключается в их решении. Для этого важно определиться с критериями, по которым будет оцениваться прогноз, в данном случае на качественном уровне важно оценить его адекватность с геологической точки зрения – убедиться в отсутствии аномальных значений в межскважинном пространстве, что подтверждает контрольную зону выклинивания пласта.

В рамках количественной оценки были выполнены:

- кросс-валидационный анализ – метод, который использует только часть скважинной информации для оценки влияния полученного прогноза на общее распределение. Результаты данного анализа представлены на рисунке 5, где приведено

РИСУНОК 6. Результат выполнения стохастических расчетов



сравнение прогнозных значений для всех имеющихся значений, а также с исключением одной (13% от общей выборки) и трех (37% от общей выборки) скважин. По результатам сравнения видно, что даже при исключении до 37% точек из обучения, прогнозное значения демонстрируют достаточно сильную корреляцию (0,64) с фактическими данными (рисунок 5).

- анализ стабильности результатов – выявить потенциальную неустойчивость решения. При предоставлении идентичной информации для прогнозирования нейронные сети выдают значительно различные результаты на выходе при нескольких расчетах. Это препятствует повторяемости результатов моделирования и, следовательно, делает использование карт при построении геологических моделей неприемлемым. Для снижения неопределенности используется встроенный алгоритм валидации, основанный на многократных прогнозах с частичным использованием

скважин для обучения. Для активации данной функции был запущен процесс «validation option – number realization», где было установлено необходимое количество реализаций. В данном случае было рассчитано 25 реализаций и количество исключаемых точек из прогноза.

По результатам выполнения стохастических расчетов генерируются карта минимального, среднего, максимального прогноза значений песчаности, стандартное отклонение прогнозов и карты P10, P50, P90. Для выявления корректности расчетов рассчитывалось отклонение между максимальным и минимальным результатом прогнозов, что составило 6,8% (рисунок 6).

Проверка прогнозных карт позволяет применять их в дальнейшем в геологической модели, но полученные карты не дают понимания о вертикальном распространении свойств в пределах пласта, в связи с этим выполнялась построение 3D-тренда. Прежде всего, стоит отметить, что 2D-построения выполнялись на основе сейсмических данных

РИСУНОК 8. Разрез через прогнозный куб литотипов

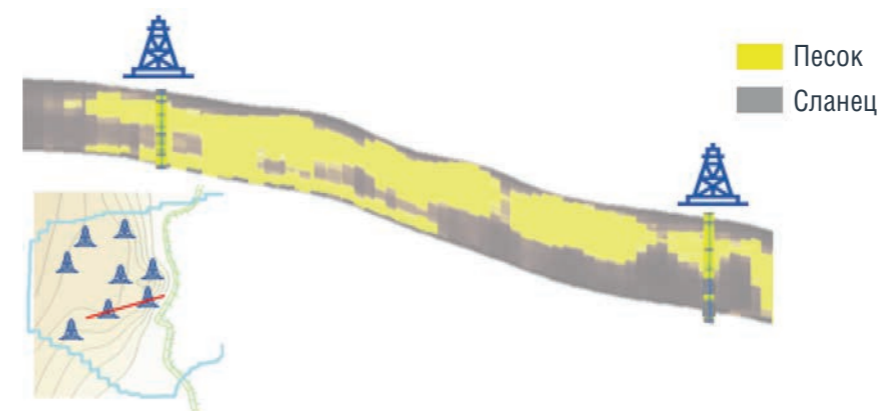
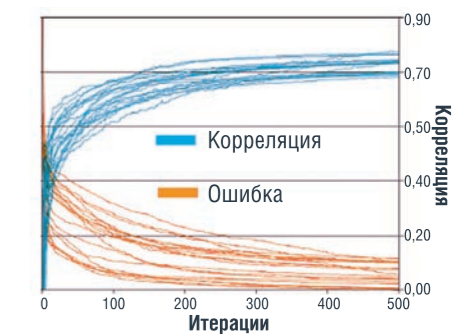


РИСУНОК 7. График обучения 25 вариантов нейронной сети со случайным удалением 25% скважин



во временной области, а геологическая модель строится в глубинной области, поэтому для применения трехмерного тренда при конвертации временного куба важно корректно применить закон «время – глубина». Для этого с использованием карт изохрон и структурных карт строится трехмерная скоростная модель, с помощью которой сейсмический куб конвертируется в глубинную область. Преимущество использования куба вероятности распространения коллектора – при выполнении прогноза могут участвовать горизонтальные скважины, в двухмерном прогнозе такой тип скважин, которые не вскрыли всю толщу пласта исключаются из входных данных для обучения.

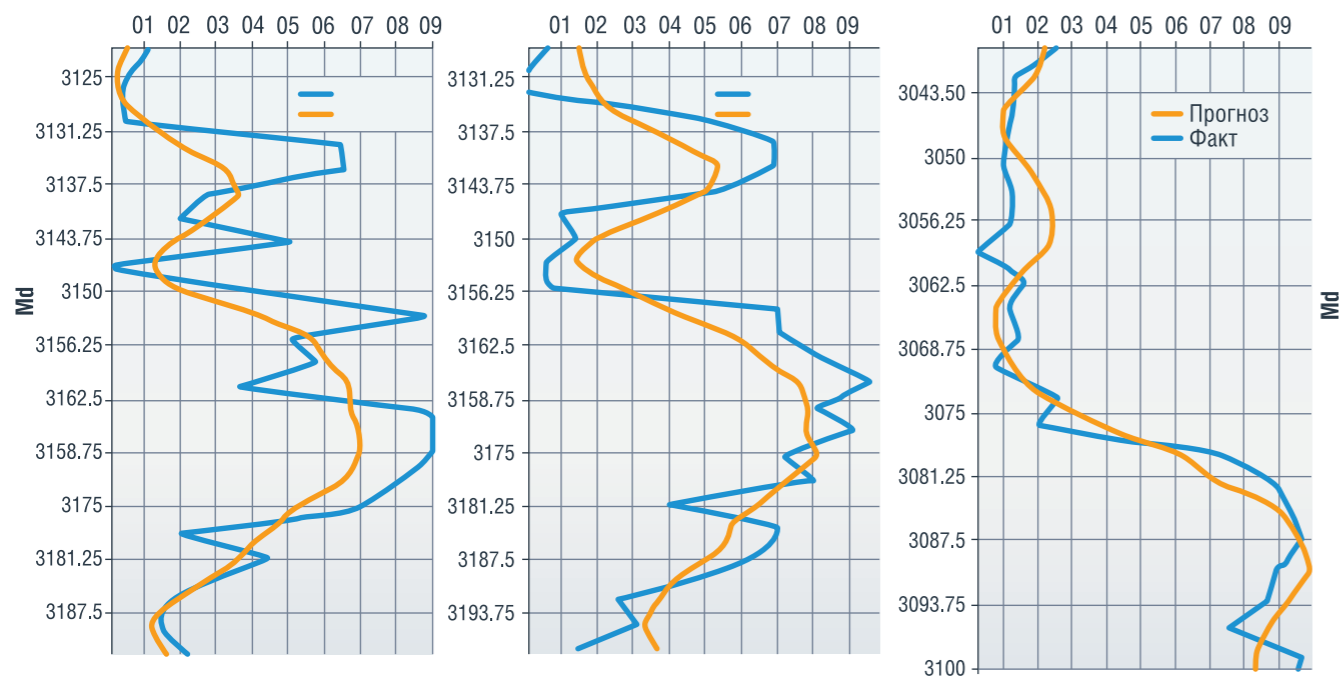
Этапы построения трехмерного прогноза

В качестве исходных данных использовались структурные карты с целью выделения целевой области прогноза – пласт БУ16. Также, как и при 2D-построениях, использовались кубы, полученные по результатам синхронной инверсии упругие свойства, но только уже переведенные в глубинную область и значения оцененного коэффициента песчаности вдоль стволов скважин.

При выполнении прогноза с помощью нейронных сетей происходит последовательное выполнение этапов, начиная с обучения нейронной сети. Все коэффициенты в нейронной сети настраиваются с целью минимизации объективной функции.

Для внедрения элементов стохастических алгоритмов на каждой итерации обучения

РИСУНОК 9. Планшет скважин с фактическими и прогнозными кривыми



(проведено 25 итераций) из обучающей выборки исключалась определенная доля скважин (в данном случае 25%). В результате такой обработки алгоритм генерирует вероятностные реализации кубов для оценки наличия коллектора (P10, P50, P90), куб среднего значения и куб дисперсии, которые отражают уровень неопределенности выполненного прогноза. По результатам для каждого из вариантов был рассчитан график обучения, продемонстрированный на рисунке 7, где красные кривые показывают уменьшение целевой функции; зеленые кривые – рост коэффициента корреляции в процессе обучения. В среднем коэффициент корреляции для всех вариантов обучения составил 0,82. После этапа обучения выполнялось вычисление итогового куба распространения песчаности. Данный куб преобразовался в дискретные значения «коллектор – не коллектор» на основе применения граничного значения, полученного по данным ГИС (рисунок 8). В текущей реализации наблюдается хорошая сходимость синтетических кривых из прогнозного куба с данными ГИС (рисунок 9), но не так детально, как по кривой ГИС. Данный аспект связан с отличием разрешающей способности данных геофизических исследований скважин с данными, полученными из сейсмической

съемки. Прогноз имеет тренд распространения и в большинстве случаев повторяется со значением скважинной информации.

Заключение

Нейросетевой прогноз позволяет получить хорошую сходимость прогнозных и фактических значений по новым скважинам. Также предоставляет возможность получить довольно сильную корреляционную связь по пласту со сложным геологическим строением, полученный результат был проверен на корректность расчетов, так как нейронные сети имеют свои недостатки, эффект переобучения, которые в данном ПО удается избежать путем тестирования различных параметров регуляризации. И второе ограничение – поиск глобального минимума. Это ограничение в данном ПО удается минимизировать путем применения эволюционных алгоритмов.

Также преимуществом метода является возможность построить трехмерный прогнозный куб, достоинством которого является использование наклонных и горизонтальных скважин, данный подход является пригодным для целей сопровождения бурения скважин, принятия оперативных решений о корректировке траектории скважин с целью увеличения эффективности проходки. ●

Литература

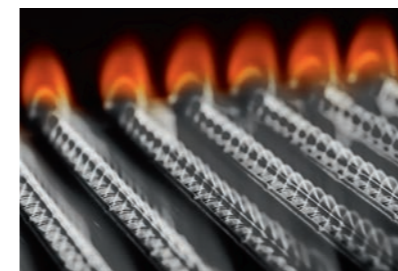
1. Kobrunov A., Priezhev I. Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network // *Geophysics*. – 2016. – vol. 81. – № 4. – Pp. 1–9.
2. Приезжев И.И. Нейронные сети нового поколения на основе теоремы Колмогорова и их применение для прогнозно-инверсионных построений // *ГеоЕвразия, Москва, 3–5 февраля*. – 2020.
3. Priezhev I., Shmaryan L., Bejarano G. Non-linear multi trace seismic inversion using neural network and genetic algorithm – “Genetic Inversion” // *Annual Meeting St Petersburg, EAGE, Extended Abstracts*. – 2008
4. Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // *Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21*
5. Пример использования нейронных сетей Колмогорова при прогнозировании свойств пласта Покурской свиты в Западной Сибири / И.И. Приезжев [и др.] // *Геофизика*. – 2022. – № 1. – С. 58–63. – URL: <https://rucont.ru/efd/873051> (дата обращения: 20.08.2024)
6. Приезжев И.И. Интеллектуальный анализ геолого-геофизических данных (обзор применяемых алгоритмов) / И.И. Приезжев, Р.А. Ахметзянов // *Геофизика*. – 2023. – № 1. – С. 2–11. – DOI 10.34926/geo.2023.90.81.001. – EDN JSGWUUX.
7. Селетков, И. А. Опыт применения машинного обучения При прогнозе геологического разреза по сейсмическим данным / И. А. Селетков, Д. А. Бельшев, И. И. Приезжев // *Геофизика*. – 2021. – № 5. – С. 12–18. – EDN HOZCDW.
8. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

KEYWORDS: *neural networks, seismic exploration, prediction, reservoir property, geological model.*

ЦЕНЫ НА ГАЗ В ЕВРОПЕ РАСТУТ НА ФОНЕ ОПАСЕНИЙ ОТНОСИТЕЛЬНО ВОЗМОЖНЫХ ПЕРЕБОЕВ С ПОСТАВКАМИ ИЗ РОССИИ



Газовые фьючерсы выросли на 5% после того, как австрийская нефтегазовая компания OMV предупредила о потенциальном прекращении поставок газа из России на фоне решения арбитражного суда по иску против «Газпрома», согласно которому австрийской компании



было присуждено 230 миллионов евро. OMV подала иск в связи с «нерегулярностью» поставок российской компанией газа в Германию вплоть до полного их прекращения в сентябре 2022 года. Европейский газовый рынок чувствителен к перебоям с тех пор, как в 2021 году Россия начала сокращать поставки на континент. В последние годы события, нарушающие или угрожающие нарушить ритм обеспечения газом, приводили к резким колебаниям цен в Европе. Австрия и Словакия по-прежнему получают российский газ через Украину благодаря транзитному соглашению, но срок его действия истекает в конце этого года. Аналитики предупреждают, что объемы транзита через Украину могут сократиться почти вдвое, если «Газпром» прекратит поставки из-за решения арбитража. Согласно сведениям провайдера отраслевых данных Gas Infrastructure Europe, в европейских газовых хранилищах наблюдается чистое снижение уровня газа. В OMV добавили, что компания сможет выполнить контракты на поставку энергии, поскольку диверсифицировала свою деятельность.



РОССИЙСКАЯ ЭКОНОМИКА РАСТЕТ, НЕСМОТЯ НА ТЫСЯЧИ САНКЦИЙ



Спустя два с лишним года санкций российская экономика растет. В 2022 году 45 стран ввели более пяти тысяч санкций против российских физических и юридических лиц. Страны G7 хотели ограничить доходы России от поставок нефти без ее вывода с рынка из опасений, что дефицит повлечет рост мировых цен. Россия является третьим по величине производителем нефти в мире, и в этом году, несмотря на «потолок» цен, ее доходы от продажи энергоносителей увеличатся на 2,6%. США платят России около одного миллиарда долларов в год для функционирования 94 ядерных реакторов, обеспечивающих около 20% потребностей Америки в



энергии. В мае Конгресс наложил запрет на импорт российского обогащенного урана, но процедура отмены продлится до 2028 года, а прекращение зависимости США от России займет 6–7 лет. После ухода из России западных компаний, им на смену пришли российские аналоги. Уход от санкций стал в России самостоятельным бизнес-сектором. Количество зарегистрированных в стране малых и средних предприятий достигло рекордно высокого уровня. Запрещенные

западные товары по-прежнему попадают в Россию. Российская экономика демонстрирует рекордный за последние десять лет рост. Сможет ли она продержаться и дальше – это большой вопрос.

КИТАЮ СТОИТ ПОУЧИТЬСЯ У РОССИИ СТОЙКОСТИ В БОРЬБЕ С САНКЦИЯМИ – ИССЛЕДОВАТЕЛИ



Китаю следует извлечь уроки из того, как Россия борется с санкциями, введенными США, а также принять упреждающие меры для повышения самообеспеченности зерном и энергоносителями. Кроме того, стоит повысить устойчивость своих промышленных цепочек за счет регионального партнерства и диверсификации, считают исследователи из правительственного аналитического центра. Их призывы стали особенно актуальными после победы Д. Трампа на президентских выборах. Это, вероятно, может привести к усилению напряженности в отношениях между двумя крупнейшими экономиками мира. Исследование отражает растущие в Китае опасения по поводу надвигающейся угрозы санкций США и использования доллара как оружия. Китай должен и дальше укреплять стабильность и безопасность ключевых цепочек поставок – продовольствия, энергетики и минеральных ресурсов, заявили исследователи. Китайское правительство должно воспользоваться созданной Россией возможностью интернационализации юаня, вызванной дедолларизацией, укрепить финансовую инфраструктуру и оптимизировать процессы трансграничных платежей в юанях. ●

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБА ПОДСЧЕТА МЕХАНИЧЕСКИХ ЧАСТИЦ В ТУРБУЛЕНТНОМ ПОТОКЕ

с использованием цифровых алгоритмов обработки видео

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ЧАСТИЦ В ЖИДКИХ СРЕДАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ РАНЕЕ ПРОГРАММЫ. ОСВЕЩЕНЫ ВЫЯВЛЕННЫЕ НЕДОСТАТКИ В ЕЕ РАБОТЕ, СВЯЗАННЫЕ С МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫМИ ПОГРЕШНОСТЯМИ, И ПРЕДЛОЖЕНЫ СПОСОБЫ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДАННОГО МЕТОДА. АВТОРЫ ОПИСЫВАЮТ ОСНОВЫ ТЕОРИИ ПОГРЕШНОСТЕЙ, ЭКСПЕРИМЕНТЫ И РАСЧЕТЫ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАВИСИМОСТЕЙ ЗНАЧЕНИЙ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ

THE ARTICLE DISCUSSES THE QUANTITATIVE ANALYSIS OF PARTICLES IN LIQUID MEDIA USING A PREVIOUSLY DEVELOPED PROGRAM. THE IDENTIFIED SHORTCOMINGS IN ITS OPERATION RELATED TO MINIMUM PERMISSIBLE ERRORS ARE HIGHLIGHTED, AND WAYS TO IMPROVE THIS METHOD ARE PROPOSED. THE AUTHORS DESCRIBE THE FUNDAMENTALS OF ERROR THEORY, EXPERIMENTS AND CALCULATIONS TO IDENTIFY THE DEPENDENCIES OF VALUES ON VARIOUS FACTORS

Ключевые слова: количественный анализ частиц, погрешности подсчета, механические частицы, турбулентный поток, цифровизация.

Замрий Анатолий Владимирович

генеральный директор Межотраслевого экспертно-аналитического центра

Аверина Юлия Михайловна

заведующая кафедрой Российского химико-технологического университета им. Д.И. Менделеева, к.т.н.

Черных Сергей Петрович

старший советник Межотраслевого экспертно-аналитического центра

Папушкина Анастасия Алексеевна

старший аналитик Межотраслевого экспертно-аналитического центра

Ким Ванесса Руслановна

аналитик Межотраслевого экспертно-аналитического центра

Негробов Виктор Александрович

аналитик Межотраслевого экспертно-аналитического центра

Количественный анализ частиц в жидких средах является неотъемлемой составляющей в различных отраслях промышленности от нефтехимии до фармацевтики. Необходимо учитывать, что постоянное совершенствование методов подсчета различных элементов является ключевым фактором для оптимизации производственных процессов и повышения качества продукции. Развитие и улучшение цифровых средств анализа позволяет повысить удобство проведения экспериментов и точность получаемых данных. Важность данной задачи подчеркивается результатами предыдущих исследований [1], где были представлены существующие методы подсчета частиц и разработана программа с удобным графическим интерфейсом.

Благодаря этой разработке возможно проводить анализ количества частиц и определять их скорость в потоке жидкости на основе видеозаписи экспериментов, что значительно ускоряет процесс проведения опытов и повышает точность результатов. Тем не менее следует отметить, что методика, описанная в вышеупомянутой статье, не лишена недостатков, и в процессе испытаний возникли определенные трудности.

Для успешной реализации разработки программы был выбран язык программирования Python. Важную роль в процессах обнаружения и обработки видео сыграли функции библиотеки OpenCv-python и алгоритм отслеживания DeepSORT из библиотеки deep-sortrealtime. Создание графического интерфейса было выполнено с применением Tkinter. Использование данных инструментов позволяет эффективно обрабатывать видео и отслеживать движущиеся объекты, что является важнейшим элементом в проекте по обнаружению частиц. Совместное применение различных технологий и алгоритмов позволяет добиться точности и надежности в работе программы.

Одним из основных вызовов при обнаружении частиц является возможное появление пузырьков воздуха в системе, которые воспринимаются как частицы, хотя на самом деле таковыми не являются. Также стоит отметить, что при наличии частиц, расположенных вблизи друг от друга, алгоритм обнаружения может идентифицировать их как один объект. Еще одним недостатком является сложность качественного распознавания частиц на темном фоне из-за слияния с ним или по причине изменений таких условий эксперимента, как уровень освещения или положение камеры.

Выявление объектов на видео – это сложный процесс, который включает в себя несколько этапов обработки изображения. Вначале применяется алгоритм разделения модели гауссовой смеси, который предшествует гауссовскому сглаживанию. Эти шаги необходимы для создания маски переднего плана. Для улучшения качества маски и удаления шумов и теней, применяется пороговая обработка, за которой следуют операции морфологического открытия и закрытия.

Далее, для дополнительной обработки маски переднего плана, применяется операция преобразования дистанции, которая позволяет определить расстояние от каждого пикселя до ближайшего объекта. После этого снова выполняется пороговая обработка, где пороговое значение устанавливается как максимальное значение карты преобразования дистанции, умноженное на коэффициент $k \in [0; 0,7]$.

Эти шаги позволяют точнее выделить объекты на видео и улучшить качество детектирования. Каждая операция в цепочке обработки имеет свою роль и важность для достижения оптимальных результатов в распознавании объектов на видео.

Для правильного выделения частиц на карте сегментации необходимо выполнить операцию преобразования дистанции, которая заключается в определении расстояния между каждым ненулевым пикселем и ближайшим нулевым. Этот этап преобразования играет решающую роль в разделении близко расположенных частиц на отдельные объекты.

Большим преимуществом данной программы является высокая скорость работы, что позволяет проводить анализ и обработку данных быстро и эффективно. Кроме того, программа дает возможность использовать любые расположения камеры благодаря алгоритму вычитания фона, который фокусируется исключительно на движущихся объектах, игнорируя ненужные детали из видеопотока.

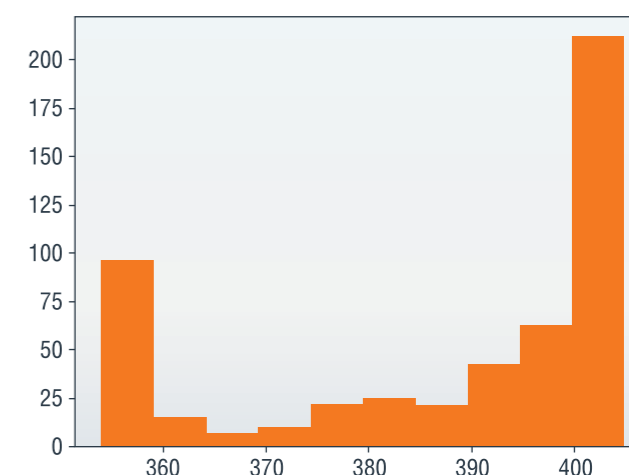
Важно отметить, что выбор контура является неотъемлемой частью процесса обработки изображений и видео для выделения объектов интереса. Этот метод позволяет улучшить точность сегментации и обеспечить более четкую и надежную идентификацию объектов на изображениях.

В контексте описанной программы важно обратить внимание на недостатки, которые могут повлиять на точность результатов. Один из таких недостатков заключается в отсутствии учета максимально допустимых погрешностей при подсчете задержавшихся частиц, особенно в связи с применяемой методикой. Это может привести к искажению данных и неверным выводам.

В результате для достоверной оценки результатов и избежания искажений, необходимо уделить особое внимание анализу и коррекции недочетов в программе. Это позволит повысить достоверность результатов и улучшить качество проводимых исследований.

Также следует отметить, что распределение количества частиц в программе не соответствует ни нормальному распределению, ни какому-либо другому известному распределению (рисунок 1). Это означает, что стандартные методы оценки, основанные на статистике или максимальных значениях, могут оказаться неэффективными или даже ошибочными. Однако, несмотря на упомянутый недостаток, данный метод подсчета частиц является робастным. Это значит, что вероятность учета как частицы любых других движущихся (например, движение трубы) объектов меньше. Тестирование данного метода на видео с экспериментами, в которых прошлая программа выдавала некорректные значения (задержавшихся частиц больше, чем частиц в системе), прошло успешно. Результаты работы программы являются адекватными. Также стоит отметить, что была увеличена производительность.

РИСУНОК 1. Эмпирический график распределения результатов подсчета количества частиц



Погрешность подсчета частиц с помощью программы

Погрешности являются неотъемлемой частью любых экспериментальных исследований и должны быть тщательно учтены при проведении научных работ. Какими бы точными и совершенными ни были средства и методы измерения и как бы тщательно ни выполнялись сами измерения, их результат всегда отличается от истинного значения измеряемой физической величины, т.е. обладает некоторой погрешностью.

Источниками погрешностей являются:

- несовершенство применяемых методов и средств измерений;
- непостоянство влияющих на результат измерения физических величин;
- индивидуальные особенности экспериментатора [2].

Существует множество способов систематизации, которые позволяют детально анализировать источники и характер погрешностей. Например, в работе [3] предложена новая классификация. Понимание природы погрешностей, методов их оценки и учета – это важный аспект получения достоверных результатов экспериментальных исследований в различных областях науки и техники.

Также в зависимости от источника возникновения различают три основных вида погрешностей: инструментальные, методические и субъективные.

Инструментальные погрешности связаны с ограниченной точностью применяемых средств измерений. Это могут быть погрешности показаний, округления характеристик используемых приборов.

Методические погрешности обусловлены несовершенством самой методики проведения измерений. Они возникают, если принятая модель объекта измерения не в полной мере соответствует реальному объекту. Например, при измерении площади поперечного сечения детали, если считать его идеально круглым, в то время как форма может существенно отличаться. Методические погрешности могут также появляться из-за влияния средств измерений на объект (например, подключение вольтметра к электрической цепи) или погрешностей вычислительных алгоритмов.

Субъективные погрешности связаны с человеческим фактором – неточностью отсчета показаний оператором, влиянием его состояния, несовершенством органов чувств. Применение автоматизированных измерительных систем позволяет свести к минимуму такого рода погрешности [4].

Для оценки погрешности подсчета частиц в данном проекте принята гипотеза о том, что отсутствуют аддитивная и мультипликативная погрешности. Истинное количество частиц определяется как среднее количество прошедших через экспериментальный участок частиц.

$$N = \frac{N_{вх} + N_{вых}}{2} \quad (1)$$

где N – оценка количества частиц, подсчитанных во время проведения эксперимента;

$N_{вх}$ – количество частиц, прошедших через камеру, стоящую на входе в экспериментальный участок (таблица 1);

$N_{вых}$ – количество частиц, прошедших через камеру, стоящую на выходе из экспериментального участка (таблица 2).

ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные данные

Давление, кПа	Вход, кол-во частиц	Выход, кол-во частиц	Среднее значение
30	1418	1348	1383
40	1216	1182	1199
45	1248	1245	1246,5
55	1070	1027	1048,5

ТАБЛИЦА 2. Оценка погрешностей в эксперименте

Абсолютная погрешность, вход, шт.	Относительная погрешность, вход, %	Абсолютная погрешность, выход, шт.	Относительная погрешность, выход, %
35	2,53	-35	2,53
17	1,42	-17	1,42
1,5	0,12	-1,5	0,12
21,5	2,05	-21,5	2,05

ТАБЛИЦА 3. Оценка погрешностей программы

Среднее значение абсолютной погрешности, шт.	Среднее значение абсолютной погрешности, %
18,8	1,5

Измеряется количество частиц на входе и выходе эксперимента для оценки погрешности программы и рассчитывается абсолютная (2) и относительная (3) погрешность. Для оценки математического ожидания определяется среднее значение погрешностей для всех экспериментов (таблица 3):

$$\Delta_n = |N_{вх} - N_{вых}| \quad (2)$$

$$\delta_n = \frac{\Delta_n}{N} \quad (3)$$

где Δ_n – абсолютная погрешность программы;

δ_n – относительная погрешность программы.

Программа обнаруживает частицу с точностью 1,5%, что означает вероятность правильного обнаружения 98,5%.

Погрешность подсчета частиц в результате эксперимента

С целью оценки погрешности количества частиц в эксперименте можно выписать следующее уравнение:

$$\Delta_{\Sigma} = \Delta_{n1} + \Delta_{n2} = 2 * \Delta_n \quad (4)$$

где Δ_{Σ} – абсолютная погрешность подсчета количества частиц в эксперименте;

Δ_{n1} – абсолютная погрешность подсчета количества частиц в эксперимент программой для камеры на входе в экспериментальную зону;

Δ_{n2} – абсолютная погрешность подсчета количества частиц в эксперимент программой для камеры на выходе из экспериментальной зоны;

Δ_n – абсолютная погрешность подсчета количества частиц в эксперимент программой.

Формула расчета абсолютной погрешности:

$$\Delta_n = 2 * N * \delta_n(N_0, U, \dots) \quad (5)$$

где N – количество частиц, прошедших через экспериментальный участок;

$\delta_n(N_0, U, \dots)$ – относительная погрешность программы;

N_0 – количество частиц, находящихся в экспериментальной установке;

U – скорость движения частиц.

Погрешность подсчета частиц в эксперименте зависит от количества частиц в установке.

Погрешность программы зависит от скорости частиц. Влияют и другие параметры, невозможные для формального описания. Установив постоянное количество частиц, можно перейти к относительным погрешностям:

$$\delta_{\Sigma} = 2 * c * \delta_n(N_0, U, \dots) \quad (6)$$

где δ_n – относительная погрешность подсчета частиц в эксперименте.

Формула (6) позволяет рассчитать погрешность подсчета частиц. Положим, $c = 6$, что приблизительно соответствует количеству кругов, которые частицы прошли во время эксперимента (так как $N_0 = 200$), значение $\delta_n(N_0, U, \dots) = 0,015$ (таблица 3), тогда погрешность составляет 18% (8).

$$2 * 6 * 1,5 = 18 (\%) \quad (7)$$

Погрешность накапливается в ходе эксперимента, поэтому уменьшение количества кругов поможет минимизировать ее. Необходимо минимизировать время и количество частиц в эксперименте для уменьшения погрешности. Освещение, завихрения и другие факторы также влияют на точность измерений. Из формулы (7) видно, что погрешность работы программы накапливается по ходу эксперимента.

Оценка подсчета скорости частиц с помощью программы

Коэффициент корреляции Пирсона используется для оценки соответствия скорости частиц реальности.

Эксперимент с постоянным временем (60 секунд) показал, что количество частиц, прошедших через зону, зависит от скорости частиц. Однако корреляция между скоростью и давлением оказалась неожиданной (таблица 4). Возможно, давление указано неверно или зависимость скорости от давления не соответствует ожиданиям.

ТАБЛИЦА 4. Результаты корреляционного анализа

Корреляция кол-ва частиц и скорости	Корреляция давления и скорости
0,99	-0,94

Результат корреляционного анализа можно подтвердить, проведя визуальную оценку видеозаписи экспериментов. Расстояние между камерой и трубой в каждом эксперименте было равно 10 сантиметрам. Это означает, что более быстрое движение частиц соответствует большей скорости прохождения частиц по трубе, так как расстояние, проходимое частицами, является одинаковым для всех экспериментов. В результате визуальной оценки можно сделать вывод о том, что данные корреляционного анализа верны.

Заключение

Цель данного исследования заключалась в совершенствовании программы для подсчета механических частиц в потоке жидкости, а также в уменьшении погрешности в ее работе.

Важно отметить, что достижение идеального уровня погрешности невозможно, поскольку на этот процесс влияет множество факторов. Тем не менее, в результате проведенной работы были сформированы выводы, которые помогут минимизировать погрешность экспериментов и повысить точность подсчета частиц.

При этом стоит отметить, что еще на первых этапах проведения исследования предпринимались меры, исключающие влияние многих внешних факторов: недостаточная освещенность рабочего поля лабораторного стенда, характеристики используемой камеры и др. Подобные меры позволили сконцентрироваться непосредственно на вопросе погрешности работы программного обеспечения.

В ходе исследования были выявлены зависимости, указывающие на пути снижения значения погрешности, такие как минимизация времени и количества частиц. Кроме того, на входе в экспериментальную зону наблюдается значительные турбулентность, что приводит к ухудшению результатов подсчета частиц.

С учетом этих зависимостей были предприняты соответствующие действия, в том числе и по корректировке функций программного обеспечения, что позволило заметно снизить значение погрешности.

Активное развитие искусственного интеллекта и его применение в различных отраслях, включая системы анализа данных, дают возможность интеграции современных алгоритмов и методов в дальнейшее улучшение работы программы. Это позволит не только повысить точность и надежность существующих методов, но и открыть новые перспективы для исследований. Внедрение таких технологий способствует созданию более эффективных и высокопроизводительных систем, которые будут учитывать сложные факторы, влияющие на процесс подсчета. Таким образом, проведенная работа подчеркивает важность включения новых технологий в традиционные методы, что в конечном итоге приведет к повышению качества научных экспериментов и практических приложений. ●

Литература

- Антонов С.В., Аверина Ю.М., Замрий А.В., Папушкина А.А., Негрбов В.А., Зубарев Т.М. Способ подсчета механических частиц в потоке жидкости с использованием цифровых алгоритмов обработки видео [Журнал]. – Москва: Межотраслевой бюллетень МЗАЦ СНГПР, 2024 г..
- Миронычев В. Н. Метрология, стандартизация и сертификация [Электронный ресурс]: учебное электронное издание: учебное пособие для вузов / В.Н. Миронычев, П.Л. Титов; М-во образования и науки Российской Федерации, Дальневосточный федеральный ун-т, Инженерная шк. – Владивосток: ДВФУ, 2015. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM); 12 см: ISBN 978-5-7444-3561-5: 50 экз.
- Ершова И.Г. Погрешности измерений и их оценка / И.Г. Ершова // Вестник Псковского Государственного Университета. Серия: Экономика. Право. Управление. – 2012. – № 1. – С. 255.
- Степанова Е.А. Метрология и измерительная техника: основы обработки результатов измерений: учебное пособие для вузов / Е.А. Степанова, Н.А. Скулкина, А.С. Волегов; под общей редакцией Е.А. Степановой. – Москва: Издательство Юрайт, 2024. – 95 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-18065-7. – Текст: электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. – URL: <https://urait.ru/bcode/538924> (дата обращения: 11.10.2024).

KEYWORDS: quantitative analysis of particles, counting errors, mechanical particles, turbulent flow, digitalization.



M'ISTRA'L Hotel & SPA

Мы дарим бескрайние возможности

Рождество — время чудес и исполнения желаний. Взрослые связывают его с тёплыми встречами, весельем, надеждами на лучшее. Для детей — это изобилие подарков, сладостей и встреч со сказочными персонажами.

По случаю празднования Нового 2025 года Отель M'ISTRA'L Hotel & SPA предлагает Вам незабываемые праздничные каникулы в Русском стиле!

Продуманная до мелочей новогодняя программа не оставит Вас равнодушными! Гостей ждут: «Новогодние потехи в Тридевятом царстве», игры и загадки от Змея Горыныча и других сказочных героев, аукцион с розыгрышем подарков, катание на русской тройке, зажигательные выступления артистов и музыкантов, дискотека с танцами и хороводами, конкурсы, подарки и море сюрпризов!

Благоприятное расположение отеля — в окружении лесов, на берегу Истринского водохранилища восстановит силы и здоровье, разнообразит новогодние торжества. Зимний отдых отличается особой преле-

стью. Чистейший морозный воздух и яркое солнце наполнят Вас здоровьем и радостью. К услугам гостей большое количество развлечений и активностей. Снегоходы, лыжи, коньки, зимние горки и ватрушки, прогулки по парковым дорожкам, весёлые анимационные программы на свежем воздухе принесут Вам и Вашим детям море положительных эмоций!

SPA-комплекс предложит отдых в термальной зоне: хаммам, парные, сауны, джакузи и бассейн — всегда открыты для Вас!

Мы дарим Вам бескрайние возможности для простора, комфорта, безмятежности и наслаждения пребыванием в M'ISTRA'L Hotel & SPA.

+7 (495) 994-40-00
МО, г. Истра, д. Рождествено,
тер. Строй Капитал, зд. 3, п. 6



МАЛОДЕБИТНЫЙ ФОНД СКВАЖИН – НОВЫЕ ВЫЗОВЫ, НОВЫЕ РЕШЕНИЯ



**Камалетдинов
Рустам Сагарьярович**
председатель Экспертного
совета по механизированной
добыче нефти,
к.т.н.

ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ ПРОВЕЛИ ШЕСТУЮ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКУЮ КОНФЕРЕНЦИЮ «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ-2024». В РАМКАХ КРУГЛЫХ СТОЛОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЕССИЙ СПЕЦИАЛИСТЫ ОТРАСЛИ ОБСУДИЛИ ВЫЗОВЫ, СТОЯЩИЕ ПЕРЕД КОМПАНИЯМИ И ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ

THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT, WITH THE SUPPORT OF THE UNION OF OIL AND GAS INDUSTRIALISTS OF RUSSIA, HELD THE SIXTH SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE "IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATING MARGINAL WELL STOCK IN DIFFICULT CONDITIONS-2024". AS PART OF ROUND TABLES AND TECHNOLOGY SESSIONS, INDUSTRY EXPERTS DISCUSSED THE CHALLENGES FACING COMPANIES AND INNOVATIVE SOLUTIONS TO CURRENT PROBLEMS

Ключевые слова: механизированная добыча, дебит скважин, экспертный совет, инновационные решения, нефтесервис.

Эксперты не первый год говорят о проблемах в сфере нормативного обеспечения отрасли. Недостаточно проработанные стандарты и ГОСТы стали одной из тем, обсуждаемых участниками мероприятия. В рамках своего доклада автор проинформировал о проводимой АНО «ИНТИ» в 2024 г. работе по актуализации СТО ИНТИ S.100.25 «Установки скважинных электроприводных насосов (УЭЦН)». Данный стандарт рассматривается комитетом по строительству скважин, членами которого в основном являются работники подразделений по бурению и сопутствующим областям. Среди представителей комитета нет работников компаний

«Роснефть», «Сургутнефтегаз», ведущих заводов-изготовителей – «Борец», «Новомет», «Римера», «Новые технологии» и др., нет представителей РГУ им. Губкина, УГНТУ и др. Не совсем понятна и прозрачна процедура голосования, на сайте имеют право голосования 18 участников (из 23) рабочей группы, хотя было разъяснено, что право голоса имеют только представители компаний-учредителей АНО «ИНТИ». Срок окончания голосования указан 31.07.2024, хотя обсуждение идет до сих пор. Касательно самого стандарта СТО ИНТИ S.100.25 – его нужно полностью переработать, как и в прежней версии 2022 г., много неточностей, ошибок и противоречий.

В мае текущего года Экспертным советом по механизированной добыче нефти было принято решение об актуализации ГОСТ-Р 56830-2015 «Установки скважинных электроприводных лопастных насосов (УЭЛН). Общие технические требования». Создана рабочая группа по актуализации ГОСТ 56830-2015 (Ш.Р. Агеев, М.Я. Гинзбург, И.С. Пятов, В.Н. Ивановский, Р.С. Камалетдинов, Е.Е. Григорян, Е.А. Кибирев, С.В. Медведев, Д.В. Новиков, Д.А. Харченко, И.Г. Сулейманов). Работу планируется начать в ноябре текущего года, будут направлены письма в нефтяные компании, заводы-изготовители, сервисные компании, нулевая версия стандарта должна быть

подготовлена до апреля 2025 г., далее, после обсуждения, в июне 2025 г. скорректированная нулевая версия будет направлена всем заинтересованным компаниям для общего обсуждения.

Твердохлебов Леонид Иванович, член Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, член Экспертного совета Комитета Госдумы РФ по энергетике, член ЦКР РОСНЕДР по УВС, председатель Комиссии Российской академии естественных наук по внедрению инновационных технологий, член-корреспондент РАЕН выступил с докладом «Методы увеличения производительности малодебитных скважин. Опыт применения инновационных технологий обработки призабойной зоны пласта и повышения нефтеотдачи пластов». В нем Леонид Иванович проинформировал об основных проблемах разработки месторождений, привел примеры внедрения новых технологий и оборудования, в том числе для ТРИЗов, включая месторождения с высоковязкой нефтью, дал характеристику сейсмоакустическому воздействию на пласт (методика комплексирования САЭ для выделения продуктивных интервалов в разрезе скважины; технологии СЛБО и СЛОЭ для изучения 3D-распределения интенсивности открытой трещиноватости и флюидосодержания), сообщил, что на сегодняшний день не отработан механизм обмена опытом между ВИНК, НИИ, НТЦ и/или возможность коммерческого приобретения технологий и рецептур применяемых химических реагентов и их составов при проведении ГРП и отдельных видов геолого-технических мероприятий для повышения нефтеотдачи пластов, описал технологию трансзвукового высокотемпературного горения, созданную академиком А.И. Папуша (струйный парогенератор). В конце доклада Леонид Иванович сделал вывод: в настоящее время в ЦКР РОСНЕДР по УВС представляются для согласования проектные документы на разработку нефтяных и газовых месторождений, в которых величина коэффициента извлечения нефти (КИН) практически не превышает 0,37 для «традиционных» месторождений, хотя отечественный и зарубежный

опыт подтверждает реальность достижения КИН 0,7 и выше. Для «сланцевых» месторождений в проектных документах КИН не превышает 0,21.

Еремин Николай Александрович, академик РАЕН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н., заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности Института проблем нефти и газа Российской академии наук представил доклад «Инновационные технологии для месторождений с малодебитным фондом скважин». В нем Николай Александрович сообщил о текущем состоянии нефтедобычи, целях строительства высокотехнологичных скважин, проинформировал о созданной в 1998 г. некоммерческой организацией по технологическому развитию строительства многоствольных скважин (Technical Advancement of Multilaterals, TAML) классификации многоствольных скважин (зависит от требований к герметичности стволов и их соединений), сверхпротяженных горизонтальных скважин (проект «Сахалин-1», месторождение «Варадеро»).

На данный момент не отобран механизм обмена опытом между ВИНК, НИИ, НТЦ и возможность коммерческого приобретения технологий и рецептур применяемых химических реагентов при проведении ГРП и мероприятий для повышения нефтеотдачи пласта

Также были перечислены преимущества строительства высокотехнологичных скважин: увеличение дебита скважины (многозабойные и сверхпротяженные горизонтальные скважины); снижение капитальных и операционных затрат; оптимизация геометрии ствола скважины; минимизация рисков и аварийности; улучшение экологической безопасности; повышение фондоотдачи нефтегазовых активов и конкурентоспособности нефтегазовой отрасли; интеграция данных и аналитика и др. Гуськова Ирина Алексеевна, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых

месторождений Альметьевского государственного технологического университета «Высшая школа нефти», д.т.н. выступила с докладом «Проблемы выбора и применения химических реагентов для предупреждения и удаления АСПО». В нем она проинформировала о деятельности Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах добычи нефти Высшей школы нефти Альметьевского государственного технологического университета, обозначила основные риски и осложнения в процессе добычи нефти, изложила основные принципы процесса растворения АСПО, привела оценку рисков при применении химических реагентов для предупреждения и удаления АСПО. Ирина Алексеевна также доложила о классификации методов применения технологий, применяемых методах лабораторных испытаний реагентов АСПО, существующих проблемах (состав АСПО неоднороден по скважинам, зонам формирования; выбор технологий и химреагентов проводится на основании исследования растворимости отдельных или модельных образцов АСПО, без проведения статистически значимой оценки неоднородности; неизвестен

точный состав реагентов; не исследуются возможные последствия; не исследуется влияние смешения со скважинной жидкостью на эффективность реагента; отсутствуют стандартные регламенты и методики по экспериментальным исследованиям и проектированию применения технологий для удаления АСПО), описала причины недостаточно высокой эффективности реагентов (происходит смешение реагентов со скважинными флюидами в затрубном пространстве и НКТ; неизвестен объем органических отложений; снижение эффективности по мере движения реагента из-за

УДК 06

ИНСТРУМЕНТЫ «ОТКРЫТЫХ ИННОВАЦИЙ» ФОРМИРУЮТ КОМПЛЕКСНУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ ПО РАБОТЕ С ИННОВАЦИОННЫМИ КОМПАНИЯМИ



постепенного насыщения или адсорбции; при достижении концентрации насыщения растворитель действует как простая технологическая жидкость; выбор растворителя проводится на основе отдельных образцов отложений, отобранных из нескольких скважин; зона отбора проб, состав и свойства органических отложений, используемых для оценки эффективности растворителя, неизвестны; результаты исследований и оценка эффективности растворителей не являются универсальными и др.) и сделала вывод: выбор реагентов нельзя рассматривать как процесс статический, цель которого – дать законченный набор решений, эффективный реагент – локальное решение на данном временном этапе, для данного конкретного объекта.

С докладами также выступили Е.А. Кибирев (Levare International); А.А. Ряшенцев (ПАО «Сургутнефтегаз»); А.Н. Лищук (АО «Группа ГМС»); П.С. Музычук (ООО «Газпром нефть НТЦ»); И.В. Ахматов (ПАО «Сургутнефтегаз»); А.Б. Петленко (ООО «Геротон»); А.С. Орлов (ООО «РЕАМ-РТИ»); Н.П. (ООО «Нефть XXI век»); М.Н. Ткаченко (ООО «РН-БашНИПИнефть»); М.Ф. Валитов

(ПАО «Татнефть»); А.В. Фуцук (Сибирский федеральный университет). С докладами на сессии «Инновации в нефтедобыче» выступил Р.В. Агишев, руководитель направления по реализации акселерационных программ блока по развитию открытых инноваций и новых бизнесов ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» («Технологический

«Открытые инновации» – один из базовых инструментов для достижения стратегических целей по технологической трансформации и диверсификации бизнеса

акселератор компании «Газпром нефть» INDUSTRIX»), а также И.В. Гольдт, управляющий директор Фонда «Новая индустрия» («Опыт инвестиций Фонда «Новая индустрия» в малые технологические компании, работающие в нефтегазовой отрасли»).

Для участников конференции была проведена питч-сессия стартапов:

- Программный модуль «Альтаир». И.О. Исмаилов, генеральный директор ООО «Финист-М»;

- Технология термохимической очистки нефтегазовых скважин от гидратов и парафинов. А.В. Фуцук, ООО НПЦ «ТУРСТЕХ»;
- Катализаторы для нефтедобычи. Л.И. Максимов, генеральный директор ООО «Феррме Групп»;
- Насосная установка «Пульсар». А.Р. Ахметгалиев, генеральный директор ООО «Электромагнитные технологии».

В рамках конференции состоялся круглый стол «Периодическая эксплуатация скважинного оборудования: проблемы и пути решения», который провели Р.С. Камалетдинов и Е.А. Кибирев. Участники обсудили опыт внедрения периодической эксплуатации, выявленные осложнения, пути решения; совершенствование программных продуктов по подбору периодического режима скважинного оборудования, по контролю и оптимизации

периодического режима; создание алгоритмов периодической эксплуатации в современных станциях управления; влияние режимов работы скважин на ресурс скважинного оборудования; совершенствование методик подбора периодического режима работы скважин.

Участники дискуссии (Камалетдинов, Кибирев, Топольников, Кузьмичев, Григорян) выразили мнение о необходимости ряда мер по повышению эффективности эксплуатации скважин.

Скважина, работающая в периодическом режиме, всегда находится в неустойчивом режиме. Существуют определенные особенности моделирования периодического режима эксплуатации (усложнение расчетов относительно установившегося постоянного режима работы; большее время расчета; корреляции для расчета перепада давлений, используемые для установившегося режима, применимы для расчета периодической эксплуатации; зависимость от времени работы-накопления – часы или минуты). Блок расчета периодического режима программы ROSPUMP был создан в 2015 г., в настоящее время идет доработка программы для учета возможности частотного регулирования, групповой оптимизации скважин. Необходимо создать классификацию периодических режимов эксплуатации. При двухчастотном режиме эксплуатации (в режиме накопления за счет изменения частоты насос продолжает работать) существует ряд проблем – повышенное энергопотребление, нагрев жидкости в насосе, увеличение солеобразования и др. Нужно различать периодическую эксплуатацию скважин и оборудования, в первую очередь в терминологии. Эксперты считают необходимым описать эффекты периодической эксплуатации скважин, степень их влияния на установку, а также разработать алгоритм в станциях управления УЭЛН для корректировки периодического режима эксплуатации (работа при максимуме КПД).

Второй день был отмечен впервые проводившейся сессией «Час аспиранта», на которой

представили доклады аспиранты ведущих отраслевых вузов: А.А. Пасюта, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина «Возможности повышения эффективности эксплуатации нефтедобывающих малодебитных скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении»; М.С. Баландин, аспирант кафедры кибернетических систем Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета «Выбор режима эксплуатации скважины малодебитного фонда с учетом желаемой производительности»; Д.В. Парфенов, аспирант кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета «Комплексный подход к проблеме образования парафиновых отложений при разработке низкопроницаемых коллекторов»; О.И. Лапик, ассистент кафедры кибернетических систем Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета «Алгоритм формирования программы частотного управления для нефтяной скважины с ЭЦН в условиях неопределенности».

В итоговом протоколе конференции утвержден список рабочей группы Экспертного совета по механизированной добыче нефти по актуализации ГОСТ 56830-2015 «Установки скважинных электроприводных лопастных насосов». Принято решение подготовить нулевую версию актуализированного ГОСТ 56830-2015 до апреля 2025 г. Наиболее актуальными направлениями повышения эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин предписано считать:

- проектирование, изготовление, испытание новых видов малодебитного оборудования для добычи нефти;
- расширение механизмов организации закупок оборудования, прошедшего опытно-промышленные испытания, для последующей организации серийного производства оборудования;

- проведение комплекса мероприятий по повышению наработки на отказ (опыт компании «Сургутнефтегаз»): применение новых видов эластомера, замена нижнего торцевого уплотнения, увеличение количества диафрагм – в рамках существующей конструкции гидрозащиты УЭЛН, совершенствование конструкции гидрозащиты УЭЛН (гидрозащита поршневого типа), изменение схемы крепления кабельного удлинителя, увеличение ребер на основаниях ЭЦН;
- комплекс мероприятий по защите оборудования от солей и др.; доработку алгоритмов подбора и корректировки периодического режима работы скважины («тонкая настройка») для более полной реализации потенциала скважины с учетом совокупной стоимости владения установкой для добычи нефти;
- проведение исследований в области образования парафиновых суспензий и др.

Также Экспертному совету по механизированной добыче нефти до конца года предписано разработать классификатор режимов эксплуатации скважин. ●

В 2025 г. Экспертный совет по механизированной добыче нефти совместно с Центром профессионального развития планируют проведение конференций:

- 22-я Международная практическая конференция «Механизированная добыча нефти-2025» состоится 13–14 марта 2025 г., г. Москва
- 5-я Научно-технической конференция «Энергоэффективная добыча и переработка нефти-2025» состоится 6-7 июня 2025 г., г. Москва
- 7-я научно-техническая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин в осложненных условиях-2025» состоится 8–9 октября 2025 г., г. Москва

KEYWORDS: mechanized production, well flow rate, expert council, innovative solutions, oilfield services.

ПЕРФЕКЦИОНИЗМ —
СТРЕМЛЕНИЕ К ИДЕАЛУ
ВО ВСЁМ

Sminex

Перфекционисты
Fine Development

Fine Development — авторский подход Sminex, объединяющий проектирование, строительство и управление недвижимостью.

Fine Development — это одержимость качеством, красотой, исключительными материалами и экспертный взгляд на всё, что делает Sminex. Мы не просто строим дома — мы создаем идеальную жилую среду. Она обладает изысканным вкусом, как Fine Wine*, впечатляет подлинной роскошью, как Fine Jewelry**, и накапливает коллекционную ценность, как Fine Art***.

РЕКЛАМА. *ФАЙН ВАЙН, **ФАЙН ДЖУЭЛРИ, *** ФАЙН АРТ.

Sminex

Перфекционисты
Fine Development

«Фрунзенская набережная»



Хамовники

«Обыденский № 1»



Остоженка



sminex.com

*5054

ДЕВЕЛОПЕР № 1* ЭЛИТНОЙ И ПРЕМИАЛЬНОЙ НЕДВИЖИМОСТИ В МОСКВЕ

- Создаём самую комфортную и престижную среду
- Вкладываем душу в каждый проект
- Не экономим на красоте и качестве
- Строим то, что обещали
- Заботимся о жителях вместе со Службой комфорта

«Тишинский бульвар»



Тишинка

«Ильинка 3/8»



Ильинка

Life Time



Пресня

«Лаврушинский»



Якиманка

«Чистые пруды»



Чистые пруды

«Достижение»



Останкино

*НА РЫНКЕ ЭЛИТНОЙ НЕДВИЖИМОСТИ В ЦАО ПО ОБЪЕМУ ПРОДАЖ СОГЛАСНО ОТЧЕТУ АГЕНТСТВА ТОСНКА ROSTA (ТОЧКА РОСТА). РЕКЛАМА. В-... ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ. ООО «СЗ АЛЬФА», ООО «СЗ СМАЙНЭКС ТИШИНСКИЙ БУЛЬВАР», ООО «СЗ ТОЛМАЧЕВСКИЙ», ООО «СЗ СМАЙНЭКС ОБЫДЕНСКИЙ №1», ООО «СЗ ЧИСТЫЕ ПРУДЫ», ООО «СЗ ИЛЬИНКА 3/8», АО «СЗ СЕРГЕЙ МАКЕЕВА», ООО «СЗ АКАДЕМИКА КОРОЛЁВА»

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ОЦЕНКИ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО УПН на нефтяных месторождениях Восточной Сибири

Зубков Степан Константинович

техник
НОЦ «Газпромнефть – УГНТУ»

Гусев Вадим Андреевич

руководитель центра
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Лапоухов Антон Сергеевич

Руководитель проекта
развития дисциплины
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Коняшкин Никита Сергеевич

руководитель проектов
ПАО «Газпром нефть»

Каменский Глеб Андреевич

ассистент кафедры
освоения морских
нефтегазовых
месторождений
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

Дряхлов Вячеслав Сергеевич

Российский университет
дружбы народов имени
Патриса Лумумбы,
аспирант

Резанов Константин Сергеевич

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

В УСЛОВИЯХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ И ОРИЕНТИРОВАНИЯ НА НЕФТЯНОЙ РЫНОК АЗИИ, В ФОРМИРОВАНИИ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПОРТФЕЛЯ ПРОЕКТОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ ВАЖНОЕ МЕСТО ЗАНИМАЮТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ. С УЧЕТОМ РАСТУЩЕЙ КОНКУРЕНЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМ КОМПАНИЯМ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО ОПЕРАТИВНО РЕАГИРОВАТЬ НА ВНЕШНИЕ ВЫЗОВЫ И БЫСТРОЕ ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ ДЛЯ СВОЕВРЕМЕННОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛЬНО ПЕРСПЕКТИВНЫХ БИЗНЕС-ВОЗМОЖНОСТЕЙ. В РАБОТЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ЯНАО, ВЫВЕДЕНА ЗАВИСИМОСТЬ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ОТ ГОДОВОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ПО ЖИДКОСТИ. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ МЕТОДИКУ, ПОЗВОЛЯЮЩУЮ ОЦЕНИТЬ CAPEX НА СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНИИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С МИНИМАЛЬНЫМ СОСТАВОМ НЕОБХОДИМЫХ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ. ДАННАЯ МЕТОДИКА ИМЕЕТ ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ СРОКОВ И ТРУДОЗАТРАТ НА ЭТАПЕ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ОЦЕНКИ, КАСАЮЩИХСЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ВЕХ И ИТЕРАЦИЙ РАСЧЕТОВ РАССМАТРИВАЕМОЙ БИЗНЕС ВОЗМОЖНОСТИ. РАБОТА ПОДЧЕРКИВАЕТ ЗНАЧИМОСТЬ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ФИНАНСОВЫХ РИСКОВ И ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

IN THE CONTEXT OF GEOPOLITICAL CHANGES AND ORIENTATION TOWARDS THE ASIAN OIL MARKET, EASTERN SIBERIAN FIELDS OCCUPY AN IMPORTANT PLACE IN THE FORMATION OF A PROMISING PORTFOLIO OF PROJECTS OF OIL PRODUCING COMPANIES. GIVEN THE GROWING COMPETITION, IT IS ESPECIALLY IMPORTANT FOR OIL PRODUCING COMPANIES TO PROMPTLY RESPOND TO EXTERNAL CHALLENGES AND MAKE QUICK DECISIONS FOR THE TIMELY IMPLEMENTATION OF POTENTIALLY PROMISING BUSINESS OPPORTUNITIES. THE PAPER ANALYZES THE COSTS OF BUILDING EXISTING OIL PROCESSING UNITS IN EASTERN SIBERIA AND THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT, AND DEDUCES THE DEPENDENCE OF THE CONSTRUCTION COST ON THE ANNUAL LIQUID THROUGHPUT OF THE OIL PROCESSING UNIT. THE AUTHORS PROPOSE A METHODOLOGY FOR ESTIMATING THE CAPEX FOR BUILDING A PROCESS LINE OF AN OIL PROCESSING UNIT WITH A MINIMUM OF NECESSARY AUXILIARY STRUCTURES. THIS METHODOLOGY IS OF PARTICULAR IMPORTANCE FOR REDUCING THE TIME AND LABOR COSTS AT THE PRE-PROJECT ASSESSMENT STAGE, WHICH CONTRIBUTES TO FASTER AND MORE EFFICIENT DECISION-MAKING REGARDING FURTHER MILESTONES AND ITERATIONS OF CALCULATIONS OF THE BUSINESS OPPORTUNITY UNDER CONSIDERATION. THE WORK EMPHASIZES THE IMPORTANCE OF OPTIMIZING DESIGN SOLUTIONS TO REDUCE FINANCIAL RISKS AND IMPROVE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF CONSTRUCTION

Ключевые слова: обустройство, подготовка нефти, концептуальное проектирование, стоимостной инжиниринг, капитальные затраты, Восточная Сибирь.

УДК 622.276

При расчете стоимости установки подготовки нефти (УПН) выбор оборудования технологической линии осуществлялся по принципиальной технологической схеме для подготовки легкой и средней нефти до товарного качества, ПНГ и воды для ППД.

Схема на рисунке 1.

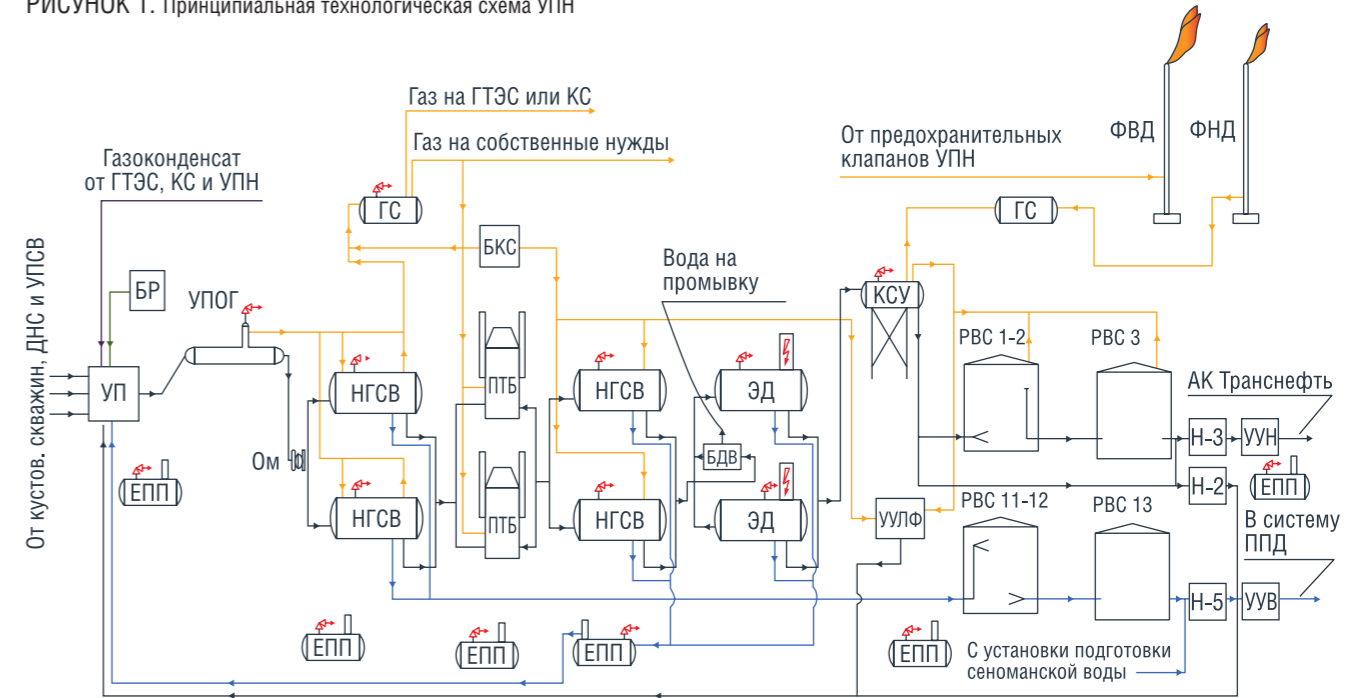
В рамках данной схемы был осуществлен подбор оборудования по производительности для УПН с пропускными способностями, представленными в таблице 1.

При подборе оборудования технологической линии УПН принят газовый фактор 800 м³/т, давление в нефтесборном коллекторе на входе в УПН 1,6 МПа.

Важно: помимо технологической линии в составе УПН учтены сооружения пожаротушения, подсобное вспомогательное оборудование (электротехническое, канализационное и пр.).

Рассмотренный субъект РФ для расчета стоимости строительства УПН – Красноярский край.

РИСУНОК 1. Принципиальная технологическая схема УПН



УП – узел подключений системы нефтесбора; БР – блок реагентный; УПОГ – устройство предварительного отбора газа; НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды; ГС – газовый сепаратор; БКС – блочная газкомпрессорная станция; ПТБ – блочная печь прямого нагрева; КСУ – конечная ступень сепарации; ФВД и ФНД – факельные установки высокого и низкого давления; РВС 1-2 – резервуары технологические; Р-3...10 – резервуары товарные и аварийные; РВС-11-12 – резервуары подготовки пластовой воды; РВС-13 – буферный резервуар; Н-2 – насосы внутренней перекачки; Н-3 – насосы внешнего транспорта; Н-5 – насосы подачи воды в систему ППД; ЕПП – емкости подземные; УУН – узел учета нефти; УУВ – узел учета воды; УУГ – блок узлов учета; ЭД – электродегидратор; БДВ – блок диспергирования промывочной воды

ТАБЛИЦА 1. Пропускная способность рассмотренных УПН

Пропускная способность, млн т /год	
по нефти	по жидкости
0,5	1,0
0,86	1,21
1,0	2,0
1,3	2,41
1,5	3,0
1,73	3,22
3,0	6,0
6,0	12,0

РИСУНОК 2. Распределение прочих затрат

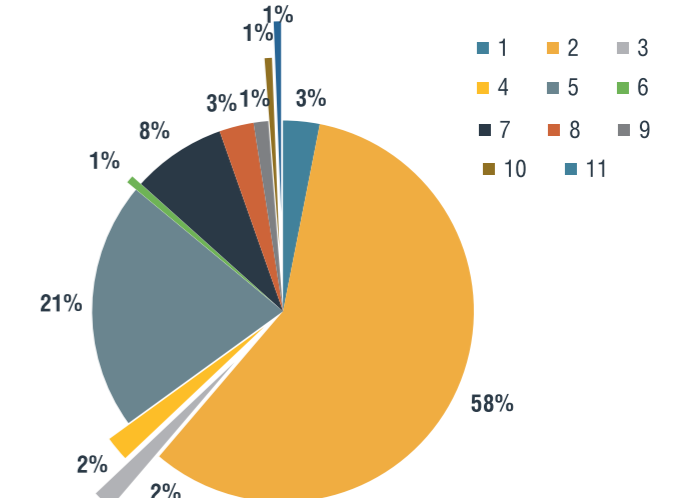


РИСУНОК 3. Распределение прочих затрат



РИСУНОК 4. Зависимость CAPEX от пропускной способности УПН



Для расчета СМР выполнено приведение федеральных единичных расценок (ФЕР) к территориальным условиям строительства (ТЕР) согласно Межрегиональному сборнику по субъектам РФ. В СМР учтены такие статьи затрат как: оплата труда рабочих и ИТР (ОЗП), затраты на используемые при выполняемых работах механизмы (ЭММ), затраты на закупку материалов, используемых при выполнении работ (МТ), перевозка персонала, накладные расходы (НР), затраты на модернизацию оборудования, материальное стимулирование работников (СП), оплата труда механизаторов (ЗП), термостабилизация грунтов, стоимость электрообогрева, стоимость межплощадочных сетей, стоимость ИП, стоимость благоустройства, стоимость инженерных сетей (СМР), стоимость опор под инженерные сети, временные здания и сооружения, удорожание работ в зимнее время, очистка от снега, затраты на непредвиденные работы.

Помимо стоимости оборудования и СМР также крупноблочно оценены прочие затраты, возникающие в процессе строительства: премия за ввод объекта (1), затраты связанные с применением вахтового метода организации работ и перебазировкой строительной техники (2), затраты на проведение пусконаладочных работ (3), средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию заказчика-застройщика, включая технадзор (5), авторский надзор (6), проектные и изыскательские работы, непредвиденные работы и затраты (8), мотивацию в области ПБ (9), дополнительные требования ПБ (10), дополнительные требования по специфике условий строительства (11).

Стоимости оборудования и СМР приведены к расценкам 3 квартала 2024 года.

Распределение прочих затрат представлено на рисунке 2 на примере УПН с пропускной

способностью 6,0 млн т/год по жидкости.

На рисунке 3 отображены затраты на капитальное строительство УПН в Восточной Сибири с пропускными способностями по жидкости от 1 до 12 млн т/год. Доля затрат на СМР составляет порядка 60–63% от общей стоимости, 28–30% на прочие расходы и только на оставшуюся долю приходятся затраты на оборудование.

Анализируя полученный результат, получаем функцию, описывающую характер изменения CAPEX на строительство УПН в зависимости от пропускной способности планируемой установки, где Y – стоимость строительства в тыс. руб., X – пропускная способность по жидкости в млн т/год. Зависимость представлена на графике 1.

Вывод

Таким образом, полученную функцию на рисунке 4 предлагается использовать в предпроектной оценке обустройства нефтяных месторождений Восточной Сибири, в регионах с преобладаем многолетнемерзлых грунтов, в частности: стоимость строительства УПН. Данное упражнение позволит сэкономить рабочее время и трудозатраты, однако на этапах оценки уже инициированного проекта необходима более детальная проработка. ●

Литература

1. Межрегиональный сборник коэффициентов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по субъектам Российской Федерации. – Москва, 2009.
2. Рассел Джесси. Административно-территориальное деление Красноярского края; Книга по Требованиям – Москва, 2012. 645 с.

KEYWORDS: *construction, oil preparation, conceptual design, cost engineering, capital expenditures, Eastern Siberia.*

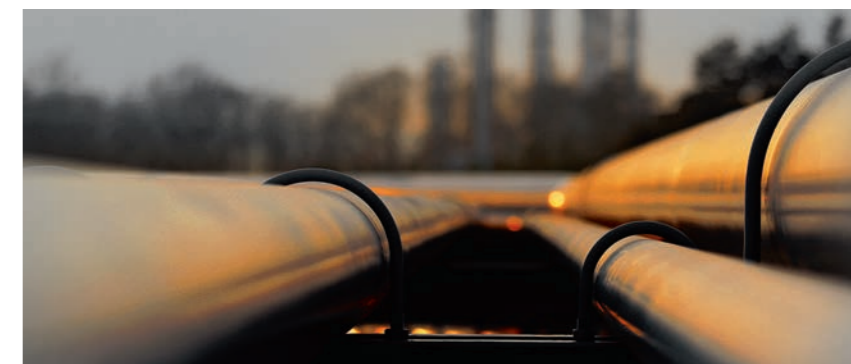
О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Эксперты из Европы считают, что цена 40 долларов США за баррель убьет Россию

В декабре 2014 г. ОПЕК приняла решение не снижать добычу нефти, что вызвало прогнозы, в которых фигурировала цена 40 долл. за барр. У России есть запасы в фондах, которые копились в связи с сверхвысокими ценами на углеводороды. Хорошим буфером для преодоления кризиса будут отношения с Китаем. Снижение цен на нефть негативно повлияет не только на экономику России, но и на экономики ряда стран членов ОПЕК, поэтому долго такая цена не продержится.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2014 году нефть стоила более сотни долл. за барр. и трудно было поверить, что цена в 40 долл. может быть жизнеспособной. Однако уже через два года цена опускалась ниже даже этой отметки (в начале 2016 и в 2020 гг. она снижалась до 32–33 долл. за барр.). Сегодня себестоимость добычи, несмотря на рост ТриЗ, в России колеблется от 15 до 45 долл., что составляет чуть менее половины от цены барреля в 2024 году. Ситуацию спасают экспорт в Китай, за счет объемов поставляемой нефти бюджет по-прежнему получает неплохие налоги, в свою очередь, страны



ОПЕК стараются сдерживать снижение цены, продлевая ограничения на добычу нефти.

Строительство газохимического комплекса в Иркутской области перенесли на 2015 г.

В декабре 2014 года стало известно о планах переноса строительства ГХК на промплощадках Саянска, Усоля и Ангарска на 2015 г. Иркутская нефтехимическая компания к 2020 г. планирует запустить газохимический комплекс в 1,5 км от города. В планах также строительство газохимического комбината.

• Комментарий Neftegaz.RU

Инвестиции в газохимический кластер ИНК составляют полтриллиона рублей. В 2023 г. компания запустила гелиевый завод на Ярактинском НГКМ в режиме опытного применения, в рамках проекта еще один гелиевый завод строится на Марковском НГКМ. В 2017 г. в Усть-Куте началось строительство первого в Восточной Сибири иркутского завода полимеров из этана, обеспеченного собственным сырьем. Запуск завода был запланирован на 2024 г. В 2023 г.

сообщалось, что проект реализован на 73,4%, а запуск перенесен на 2025 г. Российские компании не первый год работают над решением вопроса, но импортозависимость все еще слишком высока и по ряду направлений достигает 70%.

Азиатские компании хотят уменьшить зависимость от поставок нефти с Ближнего Востока

В 2014 г. Япония впервые за 4 года получила нефть из США. Таким образом власти Японии хотят снизить зависимость от поставщиков Ближнего Востока и стран ОПЕК. Около 33% поставок нефти в Японию приходится на Саудовскую Аравию, растет экспорт из США. Это помогает изменить старые маршруты транспортировки и диверсифицировать поставки.



• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Япония все еще приобретает основной объем нефти на Ближнем Востоке (141 млн тонн), у компаний из США (2,9 млн тонн) и Азии (1,2 млн тонн). В 2023 г. страна снизила импорт российской нефти почти в два раза по сравнению с предыдущим годом, хотя и до этого он был невелик, а с мая 2024 г. и вовсе отказалась от закупок нефти у российских компаний. В целом Япония в 2024 году снизила импорт нефти на 8%. ●



ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Бортового лицензионного участка Саратовской области

В СТАТЬЕ ДАНА ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОРТОВОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ. ПО ВСЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ ЗАПАСЫ ГАЗА ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ ЧАСТИЧНО РАЗВЕДАНЫ В НИЖНЕПЕРМСКИХ КАРБОНАТНЫХ И КАРБОНАТНО-СУЛЬФАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ. ИССЛЕДОВАЛИСЬ ДВЕ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, К КОТОРЫМ ОТНОСИТСЯ ГРУППА ЗАПАДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ГРУППА ВОСТОЧНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ЭТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ РАСПОЛАГАЮТСЯ В КРАЙНЕЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ УЧАСТКА. С НАЧАЛА 2024 ГОДА ДАН ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ ИХ ОСВОЕНИЯ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРОГО БЫЛО СДЕЛАНО ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЭТИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

THE ARTICLE PROVIDES GEOGRAPHICAL, TECHNICAL AND ECONOMIC CHARACTERISTICS OF GAS FIELDS DEVELOPMENT OF THE BORTOVOY LICENSE AREA IN THE SARATOV REGION. FOR ALL FIELDS, GAS RESERVES ARE FULLY OR PARTIALLY EXPLORED IN THE LOWER PERMIAN CARBONATE AND CARBONATE-SULPHATE DEPOSITS. THERE WERE TWO GROUPS OF FIELDS UNDER STUDY, WHICH INCLUDE A GROUP OF WESTERN FIELDS AND A GROUP OF EASTERN FIELDS. THESE FIELDS ARE LOCATED IN THE EXTREME UPPER PART OF THE AREA. FROM THE BEGINNING OF 2024, A TECHNICAL AND ECONOMIC FORECAST FOR THEIR DEVELOPMENT WAS GIVEN, WHICH BECAME THE BASIS FOR THE CONCLUSION ON THE ECONOMIC EFFICIENCY OF DEVELOPING THESE FIELDS

Ключевые слова: газовые месторождения, освоение месторождений, технико-экономические показатели, экономические критерии.

Богаткина Юлия Геннадьевна

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), к.т.н., в.н.с.

С 40-х годов XX столетия началось подробное геологическое исследование Саратовского Заволжья. Толчком к этому послужило открытие нефтегазоносных месторождений в Правобережье. В этом районе был выделен Бортовой лицензионный участок, право на геологическое изучение и использование месторождений которого принадлежит ООО «Диалл Альянс» [1, 2].

Бортовой лицензионный участок имеет в основном субширотное простирание, переходящее на западе в юго-западное. Ширина лицензионного участка изменяется от 12,5 до 25 км (в среднем 15 км), а общая протяженность его составляет 230 км. Он пересекает следующие административные районы (с запада на восток):

Краснокутский (районный центр – г. Красный Кут), Советский (районный центр – пгт Степное), Федоровский (районный центр – пгт Мокроус), Ершовский (районный центр – г. Ершов), Дергачевский (районный центр – пгт Дергачи) и Озинский (районный центр – пгт Озинки).

Основная территория участка располагается в пределах Сыртовой равнины. Ее рельеф спокойный. Общий наклон отмечается с севера на юг, в сторону Прикаспийской низменности, и на запад – к реке Волге. Слагают ее морские отложения, представленные глинами и суглинками. Характерная особенность равнины – наличие обширных водораздельных массивов.

УДК: 004:330.322:622.276

ТАБЛИЦА 1. Состав газа Липовского месторождения

Содержание компонентов в газе	%
CH ₄	90,00
C ₂ H ₆	3,27
C ₃ H ₈	0,54
iC ₄ H ₁₀	0,09
nC ₄ H ₁₀	0,17
iC ₅ H ₁₂	0,05
nC ₅ H ₁₂	0,05
iC ₆ H ₁₄	0,02
nC ₆ H ₁₄	0,02
C ₇ H ₁₆ + выс.	0,32
N ₂	0,91
CO ₂	3,22
H ₂ S	1,34

ТАБЛИЦА 2. Состав газа Западно-Липовского месторождения

Содержание компонентов в газе	%
CH ₄	83,86
C ₂ H ₆	3,80
C ₃ H ₈	1,88
iC ₄ H ₁₀	0,71
nC ₄ H ₁₀	1,38
C ₅ + высшие	1,12
N ₂	0,81
CO ₂	2,62
H ₂ S	3,82

ТАБЛИЦА 3. Состав газа Павловского месторождения

Содержание компонентов в газе	%
Метан	90,2
Этан	1,81
Пропан	1,29
Бутаны	1,16
Сероводород	0,58
Двуокись углерода	1,8
Азот	1,83
Относительная плотность	0,630

ТАБЛИЦА 5. Состав газа Карпенского месторождения

Содержание компонентов в газе	%
CH ₄	89,27
C ₂ H ₆	2,55
C ₃ H ₈	2,62
i-C ₄ H ₁₀	0,39
C ₄ H ₁₀	0,84
i-C ₅ H ₁₂	0,43
C ₅ +v	1,50
i-C ₅ H ₁₂	0,43
N ₂	0,99
CO ₂	0,46
H ₂ S	0,95
Относительная плотность	0,674

ТАБЛИЦА 6. Состав газа Краснокутского месторождения

Содержание компонентов в газе	%
CH ₄	85,87
C ₂ H ₆	4,53
C ₃ H ₈	1,58
i-C ₄ H ₁₀	0,52
C ₄ H ₁₀	0,42
i-C ₅ H ₁₂	0,37
C ₅ +v	0,26
i-C ₅ H ₁₂	0,37
N ₂	5,25
CO ₂	1,25
H ₂ S	не определено
Относительная плотность	0,652

ТАБЛИЦА 4. Состав газа Мокроусовского месторождения

Содержание компонентов в газе	Газ пластовый (Западный купол), %	Газ пластовый (Восточный купол), %
Метан	92,12	88,07
Гомологов метана	4,90	7,61
Сероводород	0,8	0,84
Углекислый газ	0,55	1,27
Азот	1,52	2,16
Гелий	0,050	0,045
Относительная плотность	0,610	0,653

Наименьшие абсолютные отметки поверхности земли (менее 50 м) отмечаются на западе территории (в долине р. Еруслан). На востоке территории (Озинский район) расположены Южные отроги, где абсолютные отметки поверхности повышаются до 120–200 м [3].

Бортовой Лицензионный участок включает в себя следующие месторождения: Липовское, Западно-Липовское, Павловское, Карпенское, Краснокутское, Мокроусовское газовые месторождения [4].

Изучение состава газа месторождений Лицензионного участка проводилось разными лабораториями: НВ НИИГГ и СевКавНИИГаза; КБ ПО «Саратовнеф-тегаз»; ВНИПИгаздобыча. Результаты анализов представлены в таблицах 1–6.

К настоящему времени на данной территории проведен комплекс геологических, геофизических и геохимических работ, который включает геологическую съемку, гравиразведку, магниторазведку, сейсморазведку, геохимическую съемку, структурное, параметрическое, поисковое и разведочное бурение. По всем месторождениям запасы газа полностью или частично разведаны в нижнепермских карбонатных и карбонатно-сульфатных отложениях.

Месторождения Бортового участка территориально можно разделить на два объекта освоения. Группа западных месторождений включает: Карпенское, Краснокутское, Мокроусовское. Группа восточных месторождений включает: Павловское, Липовское и Западно-Липовское.

Эти два объекта располагаются в крайней верхней части участка [5–10].

Западный объект с оценкой ресурсов по категории C₂ представлен Непряхинской структурой. Этот объект был подготовлен к поисковому бурению по карбонатно-терригенному комплексу девона. Его ресурсы оценены как газовые в объеме 9,8 млрд м³.

На восточном объекте по Песчаной структуре, находящейся в поисковом бурении, учтены ресурсы газа по категории D₁, и D₂ в объеме 42 млрд м³.

Расчеты ресурсов Бортового участка по категориям D₁, и D₂ выполнены по двум основным элементам нефтегеологического районирования: прибортовой моноклинали и внутренней

ТАБЛИЦА 7. Соотношение этапов геологических работ на нефть и газ с категориями их запасов и ресурсов

Этап	Категория запасов и ресурсов		Обоснование подсчета запасов и оценки ресурсов		
Промышленная разработка	Запасы	Разведанные	A	Разбуренные, разрабатываемые. Подсчитываются по результатам бурения сетки эксплуатационных скважин в соответствии с проектом разработки месторождений	
			B1	Подготовленные к промышленной разработке, разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные. Подсчитываются в соответствии с технологической схемой разработки месторождений	
			B2	Оцененные, неразбуренные, планируемые для разбуривания проектным фондом	
Разведочный			C1	Разведанные. Подсчитываются по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин	
			C2	Оцененные. Подсчитываются по результатам бурения разведочных и поисково-оценочных скважин	
Поисково-оценочный	Ресурсы	Подготовленные	D0	Оцениваются для подготовленных к глубокому бурению ловушек в пределах нефтегазоносного района и для не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений	
		Локализованные	Dл	Оцениваются для ловушек, выявленных по результатам поисковых исследований в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью	
Региональный			Перспективные	D1	Оцениваются для литолого-стратиграфических комплексов в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью
			Прогнозируемые	D2	Оцениваются для литолого-стратиграфических комплексов в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана

прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Граница между этими зонами принята по седиментационному уступу в нижнепермских отложениях.

Основные принципы классификации УВС представлены в таблице 7 [11].

Предварительные расчеты показывают, что основной период разработки месторождений первой группы продлится 23 года. За это время будут отобраны запасы газа около 80%. Пластовое давление в залежах существенно снизится, и газ при дальнейшей разработке может быть использован только в низконапорных газораспределительных сетях. Общий объем эксплуатационного бурения составит 26,25 тыс. м и должен быть выполнен одним-двумя буровыми станками в течение трех лет с начала промышленного освоения района.

Накопленная добыча газа составит 9,8 млрд м³, а время выхода на максимальную добычу планируется на шестой год с уровнем добычи 0,7 млрд м³. Продолжительность максимального уровня добычи – 5 лет (рис. 1).

Динамика добычи газа второй группы запасов представлена на рисунке 2. Накопленная добыча газа составит 42,04 млрд м³, а время выхода на максимальную добычу газа планируется на седьмой год с уровнем добычи 2,73 млрд м³. Продолжительность максимального уровня добычи – два года.

В качестве аналогов при прогнозировании разработки второй группы месторождений использовались фактические технико-экономические данные

эксплуатации выработанных и находящихся на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений, расположенных в пределах Степновского сложного вала и имеющих сходную геолого-геофизическую характеристику: Восточно-Суловское, Мечеткинское, Луговское, Фурмановское, Степное, Розовское.

Согласно технологической схеме для обеспечения запланированных объемов добычи газа с месторождений Бортового лицензионного участка

РИСУНОК 1. Динамика технологических показателей разработки Бортового участка первой группы

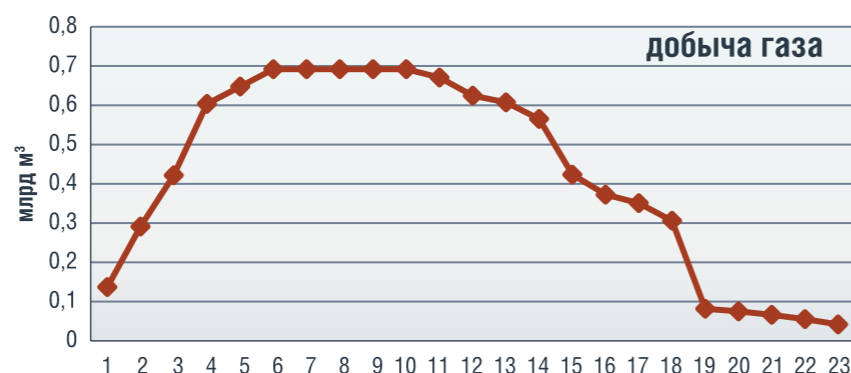
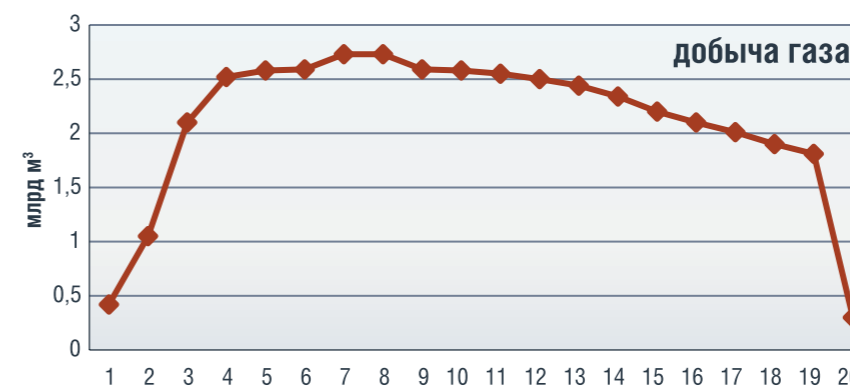


РИСУНОК 2. Динамика технологических показателей разработки Бортового участка второй группы



(с учетом добычи углеводородов из поисковых скважин) предусматривается:

- проложить 90 км выкидных нефтегазопроводов высокого давления диаметром 89,8 мм;
- смонтировать четыре автоматизированные групповые замерные установки типа «Спутник»;
- смонтировать замерные устройства для газовых скважин типа «ИК ПОТОК» в количестве 15 шт.;
- проложить газопроводы высокого давления диаметром 114,7 мм – 52,5 км, диаметром 159,8 мм – 37,5 км, диаметром 219,8 мм – 20 км;
- смонтировать нефтеналивную эстакаду производительностью 200 т/сут;
- смонтировать сероочистные установки производительностью 2000 тыс. м³/сут – 1 шт.;
- смонтировать установки по осушке газа и производству серы производительностью 2000 тыс. м³/сут – 1 шт.;
- смонтировать установки по сепарационную установку производительностью по нефти 200 т/сут;
- смонтировать термохимическую установку производительностью 200 т/сут;
- развернуть резервуары объемом 400 м³ – 2 шт. и объемом 1000 м³ – 1 шт.;
- смонтировать установку по переработке стабильного конденсата в моторное топливо производительностью 30 тыс. т в год;
- смонтировать две технологические насосные станции производительностью 200 т/сут, напором 2 МПа;

- выполнить работы по сооружению системы водоподготовки и закачки пластовой воды в поглощающую скважину объемом 200 м³/сут, напором 10 МПа;
- для предотвращения принудительной подачи метанола с емкостным хозяйством для его хранения общим объемом 400 м³ (40–10).

Экономический прогноз по освоению Бортового участка начиная с 2024 года сроком на 23 года дал следующие результаты.

По запасам западного участка (категория C₂):

- накопленная добыча газа – 9,763 млрд м³;
- максимальный уровень добычи по газу – 0,6919 млрд м³;
- капитальные вложения – 12291,16 млн руб.;
- прибыль – 5968,788 млн руб.;
- чистый доход – 3879, млн руб.

20% капитальных вложений – 2458,232 млн руб. предоставляются инвестором, а остальные капитальные вложения генерируются самим проектом в ходе его выполнения.

По запасам восточного участка (категории D₁ и D₂):

- накопленная добыча газа – 42,04 млрд м³;
- максимальный уровень добычи по газу – 2,73 млрд м³;
- капитальные вложения – 13577,9 млн руб.;
- прибыль – 38 308,2 млн руб.;
- чистый доход – 24 900,82 млн руб.

20% капитальных вложений – 2715,58 млн руб. предоставляются инвестором, а остальные капитальные вложения генерируются самим проектом в ходе его выполнения.

Из вышеприведенных данных и результатов анализа следует, что данный проект по подготовке к освоению и разработке Бортового участка Саратовской области является рентабельным. Проведенные исследования базировались на временных методических рекомендациях подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья [12].

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добычи освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. Родина российского газа [Электронный ресурс] URL <https://web.archive.org/web/20171204171209/http://asbh.ru/rodina-rossijskogo-gaza/> (дата обращения: 01.11.2024).
2. Особенности строения и развития Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] https://repository.geologyscience.ru/bitstream/handle/123456789/40344/Puch_04.pdf?sequence=1&isAllowed=y&ysclid=m3gy4b65pc724825185 (дата обращения: 01.11.2024).
3. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие / С.В. Багманова, А.С. Степанов, А.В. Коломовец, М.П. Трифонова; Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019 – 127 с.
4. Бортовой участок [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/140001612/1?ysclid=m3gyd36too290031261> (дата обращения: 01.11.2024).
5. Карпенское месторождение [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/1346143371/1?ysclid=m3ib5viviw764567577> (дата обращения: 01.11.2024).
6. Краснокутское месторождение [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/1200014736/1?ysclid=m3ibb1ch1n734032676> (дата обращения: 01.11.2024).
7. Мокроусовское месторождение [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/1600157773/1?ysclid=m3ibdejh2239712076> (дата обращения: 01.11.2024).
8. Павловское месторождение [Электронный ресурс] <https://www.nedraexpert.ru/subsurface/1144748725/1?ysclid=m3ibsfupr898795278> (дата обращения: 01.11.2024).
9. Липовское месторождение [Электронный ресурс] <https://efgi.ru/object/17182301?ysclid=m3ic1is5g941024771> (дата обращения: 01.11.2024).
10. Западно-Липовское месторождение [Электронный ресурс] http://reports.geologyscience.ru/kadastr_view_one.php?id=37955&ysclid=m3ic8bc9n78167089 (дата обращения: 01.11.2024).
11. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. –248 с.
12. Временные методические рекомендации подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья в части экономической оценки вариантов разработки 2023 г. [Электронный ресурс] URL: https://gkz-rl.ru/sites/default/files/docs/vremennye_metodicheskie_rekomendacii_podgotovki_tekhnicheskikh_proektov_razr.pdf?ysclid=ly032liu1e38909906692 (дата обращения: 01.11.2024).

KEYWORDS: gas fields, field development, technical and economic indicators, economic criteria.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

в Арктической зоне Российской Федерации

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА XXI ВЕКА, МЕНЯЮТСЯ ПРОДУКТЫ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ И БИЗНЕС-МОДЕЛИ. УЖЕ ЗАГОВОРИЛИ О РАЗВИТИИ «ИНДУСТРИИ 5.0», КОТОРАЯ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ УНИКАЛЬНОГО ТВОРЧЕСТВА ЛЮДЕЙ В СОТРУДНИЧЕСТВЕ С ИСКУССТВЕННЫМ ИНТЕЛЛЕКТОМ. СКОЛЬ НЕ БЫЛА БЫ УДАЛЕНА АРКТИКА ОТ ЦЕНТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ, ИЗМЕНЕНИЯ КОСНУЛИСЬ И ЕЕ. КАК ПРОИСХОДИТ ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОТДАЛЕННЫХ РЕГИОНАХ?

DIGITALIZATION IS THE MAIN DRIVER OF THE DEVELOPMENT OF PRODUCTION IN THE 21ST CENTURY; PRODUCTS, PRODUCTION PROCESSES AND BUSINESS MODELS ARE CHANGING. WE HAVE ALREADY STARTED TALKING ABOUT THE DEVELOPMENT OF "INDUSTRY 5.0", WHICH CONSISTS OF USING THE UNIQUE CREATIVITY OF PEOPLE IN COOPERATION WITH ARTIFICIAL INTELLIGENCE. THE CHANGES HAVE ALSO AFFECTED THE ARCTIC, NO MATTER HOW FAR IT IS FROM THE CENTERS OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT. HOW IS DIGITAL TECHNOLOGY BEING IMPLEMENTED IN REMOTE REGIONS?

Ключевые слова: Арктика, цифровые технологии, северные народы, Северный морской путь, искусственный интеллект.

Митько Арсений Валерьевич

президент Арктической общественной академии наук, доцент ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, РАНХиГС, СПбГУ, к.т.н., доцент

Не вызывает сомнений, что новые технологии (машинное обучение, компьютерное зрение, распознавание речи, бизнес-аналитика, автоматизация процессов, беспилотники, машинный перевод, интеллектуальный анализ данных и т.п.) стремительно меняют жизнь человечества во всем мире, в России и, конечно, в Российской Арктике. Ожидается, что использование технологий искусственного интеллекта в Арктике позволит нарастить объемы морских перевозок по Севморпути, а жители удаленных поселков

получат качественную мобильную связь, постоянный доступ в интернет предоставит возможность дистанционного обучения.

Российская Арктика является положительным примером внедрения IT-технологий и ИИ. Цель внедрения таких технологий – повышение качества жизни северян. Так, IT-стойбища хантов и манси известны на весь мир – отсюда коренные народы Севера подключаются к конференциям ООН. В 2022 г. компания «Ростелеком» сообщила о завершении строительства подводной волоконно-оптической линии связи на Чукотке – этот регион оставался последним не подключенным наземными волоконно-оптическими линиями к общей сети связи РФ. В 2022 году правительство г. Норильска организовало проведение первого регулярного арктического IT-фестиваля с участием экспертов из российских и зарубежных компаний.

Проекты в Арктике, связанные с внедрением ИИ-технологий, становятся все более популярными, при этом лидером по внедрению такого рода проектов стала Мурманская область.

В феврале 2023 г. состоялось заседание президиума Государственной комиссии по развитию Арктики, на котором было принято решение о признании проекта строительства современного комплекса перегрузки угля «Лавна» в морском порту г. Мурманска приоритетным для финансирования. Также в феврале 2023 г. стало известно, что TOP «Столица Арктики» будет расширена для реализации проекта «Строительство Западного транспортно-логистического узла». В Кольском районе планируется возведение контейнерного терминала для международных транзитных морских грузоперевозок. Там будет осуществляться перевалка грузов

на суда ледового класса, которые работают на трассах Северного морского пути.

Выбор Мурманской области для анализа обусловлен целым рядом причин. Во-первых, этот регион является самым населенным северным городом в Арктической зоне РФ, в связи с чем количество вакансий в области IT и ИИ там существенно выше, чем в других регионах АЗРФ, как показал анализ вакансий ведущего российского рекрутингового агентства Headhunter. Мурманск является центром социально-экономической, культурной и интеллектуальной жизни Мурманской области, неслучайно в РФ зарегистрировано всего две TOP – «Столица Арктики» в Мурманской области и TOP «Чукотка». В Мурманске находится несколько региональных университетов, учреждения здравоохранения и культуры. Город Мурманск является важным логистическим центром Крайнего Севера. В Мурманске начинается Северный морской путь России, точнее его Поморский сектор. В Мурманске располагается администрация морских портов Западной Арктики 6. В городах Апатиты и Мурманск также находятся крупнейшие международные аэропорты Крайнего Севера. Особенности Мурманской области заключаются также и в выгодном территориальном положении в АЗРФ, сравнительно теплом климате и выгодной транспортной доступности.

Некоторые из проектов включают сразу несколько направлений технологий ИИ, например, Botkin. AI – платформа на базе технологий искусственного интеллекта, таких как компьютерное зрение, автоматизация процессов, интеллектуальный анализ данных и процессов, осмысление закономерностей. Исследования показывают, что знание языка программирования Python, баз данных SQL и английского языка является обязательным условием для всех ИИ-специалистов. Мурманская область выходит на лидирующие места в области развития и внедрения технологий IT и технологий искусственного интеллекта; в первую очередь это связано с развитием логистики и Северного морского пути как альтернативы существующим морским маршрутам.

В настоящее время в АЗРФ смещаются тренды экономического развития. 21 февраля 2023 г. президент РФ внес долгожданные изменения в «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» 31, в новой редакции которой появилось понятие «инновационное развитие». Становятся востребованными необходимые навыки в области искусственного интеллекта и интеллектуальных информационных систем для решения технологических задач именно на арктических территориях Российской Федерации, в связи с чем государственная политика Арктики переориентируется на инновационное развитие.

В разработанном в 2021 г. НИУ ВШЭ «Атласе профессий будущего» представлены 50 перспективных профессий с использованием ИИ, выявленных на основе анализа глобальных трендов технологического развития, прогнозов, оценок работодателей и экспертов. Исследователями прогнозируется, что ключевым фактором в скором времени станет повсеместное внедрение интернета вещей (интеллектуальные контейнеры, беспилотные транспортные средства и др.). На практике получается, что перечень различных ИИ-проектов в российской Арктике постоянно совершенствуется, расширяется и уже включает в себя не только новые разработки в сфере добычи полезных ископаемых и оптимизацию затрат на производство, но также автоматизацию процессов, беспилотники, машинный перевод, интеллектуальный анализ данных, машинное обучение, компьютерное зрение и т.п. В общей сложности в АЗРФ, как показало наше исследование, уже стартовало около 50 проектов в сфере технологий искусственного интеллекта. На этапе создания и проектирования новые проекты: создание цифровых двойников территорий и предприятий, внедрение нейросетей на борту беспилотников, создание смарт-городов (гг. Мурманск и Норильск), перевозки по Севморпути при помощи блокчейн и т.д.

Анализ вакансий в IT и ИИ-областях во всех субъектах АЗРФ на сайте рекрутингового агентства Headhunter показал, что наибольшее количество вакансий в сфере IT размещено

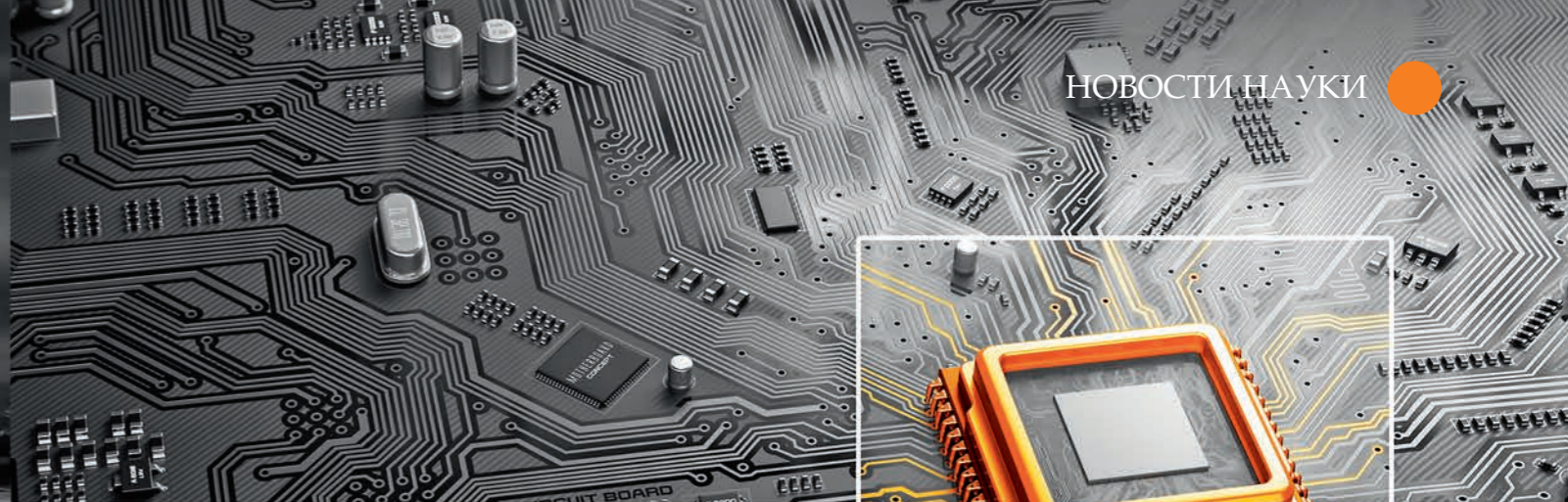
непосредственно в Мурманской области. В исследовании были проанализированы также резюме соискателей, размещенные в разделе Artificial Intelligence и определено, что зарплата у специалистов, занятых разработками в области ИИ, существенно выше, чем у других специалистов IT-сферы.

В 2023 г. в СПбГУ была запущена магистерская программа «Искусственный интеллект и наука о данных». Отличительной особенностью программы является блок учебных дисциплин «Искусственный интеллект для Арктического региона». Выпускники программы могут выбрать широкий спектр направлений, например, аналитику, архитектуру и разработку специальных систем для глобальной транспортной отрасли и мобильной телемедицины в труднодоступных поселениях в Арктике; внедрение цифровых решений в металлургии, нефтяной, газовой и химической промышленности; создание систем управления электросетевой и генерирующей инфраструктуры; формирование базиса для «умных домов» и «умных городов» в сфере строительства и ЖКХ; автоматизированную обработку информации, поступающей от средств спутникового зондирования и технологического видеонаблюдения. Запуск такой образовательной программы еще раз доказывает тот факт, что навыки в области искусственного интеллекта становятся крайне востребованными для решения технологических задач именно на арктических территориях Российской Федерации.

На основе проведенного анализа вакансий в IT и ИИ-областях, а также перечня ИИ-проектов АЗРФ можно подчеркнуть, что ИИ-технологии Мурманской области будут развиваться в сфере интеллектуального компьютерного зрения, анализа и обработки текстов на естественном языке и изображений, управления транспортной инфраструктурой, обработки данных крупных промышленных предприятий, технологий сбережения здоровья на основе данных в условиях Крайнего Севера, а также технологий разработки программного обеспечения в прикладных задачах. ●

KEYWORDS: Arctic, digital technologies, Northern peoples, the Northern Sea Route, artificial intelligence.

УДК 004



Топливо из неперерабатываемого пластика

В лаборатории кафедры физической химии факультета естественных наук Новосибирского государственного университета смонтирована установка по переработке жидких продуктов пиролиза полимерных отходов в синтетическое топливо. В этой установке были получены первые три литра керосина. В настоящее время проводится анализ оптимальных режимов работы капиллярного реактора, циклов регенерации катализатора, параметров каталитического процесса и полученного продукта. Технология создания синтетического топлива включает несколько стадий: неперерабатываемый пластик подвергают пиролизу при высокой температуре без доступа кислорода, результатом которого становится пиролизное масло, происходит разделение смеси на фракции по температуре кипения, применяется каталитическая технология для преобразования ее в пригодное для использования топливо. Первые эксперименты проводились с использованием никель-молибденовых катализаторов на алюмооксидном носителе. Технология практически готова к внедрению в промышленное производство, остается установить скорость постройки каталитических установок.

Энергия из отходов стеклопроизводства

Ученые Новосибирского государственного технического университета создали систему, направленную на использование тепла, выделяющегося из уходящих газов стекловаренных печей, для генерации электроэнергии. Учеными была разработана тепловая схема установки, в результате чего удалось определить максимальную мощность, которая может быть извлечена из уходящих газов – около 2 МВт электроэнергии. Процесс варки стекла осуществляется в специальных печах при очень высоких температурах, в результате чего образуется значительное количество тепла в уходящих газах. Ученые предложили использовать это тепло для получения электроэнергии с применением органического цикла Ренкина, который уже активно используется в энергетических производствах в разных странах. В процессе исследования были проведены расчеты потенциальной тепловой производительности системы утилизации дымовых газов, разработаны варианты технологического процесса их переработки и предложено установить дополнительное оборудование на существующие стекловаренные печи с целью повышения уровня электроснабжения предприятий.

Инновационный метод добычи тяжелой нефти

Ученые Казанского федерального университета описали новый метод добычи тяжелой нефти, создав первую кинетическую модель, которая на количественном уровне выявила синергетический эффект добавок на основе никеля и декалина. Проект показал, что сочетание катализатора и донора водорода оказывает благоприятное воздействие на процессы акватермолиза, способного снизить вязкость тяжелой нефти и содержание серы, что делает их перспективными для использования в добыче нефти с применением закачки водяного пара. Совместное использование катализаторов и водяного пара позволяет добывать высоковязкую нефть на глубинах до 1 км, обеспечивая эффективное применение соединений на основе никеля и декалина. Оно также увеличивает скорость реакций, способствуя конверсии крупных макромолекул в нефти и поддерживая ее желаемые свойства. В ходе проекта была разработана новая кинетическая модель акватермолиза тяжелой нефти Ашальчинского месторождения с погрешностью не более 5%. Проект также включает разработку оптимальных композиций, в том числе каталитических систем и растворителей, способные к дегидрированию в пластовых условиях при тепловом воздействии.

Отслеживание траектории при бурении горизонтальных скважин

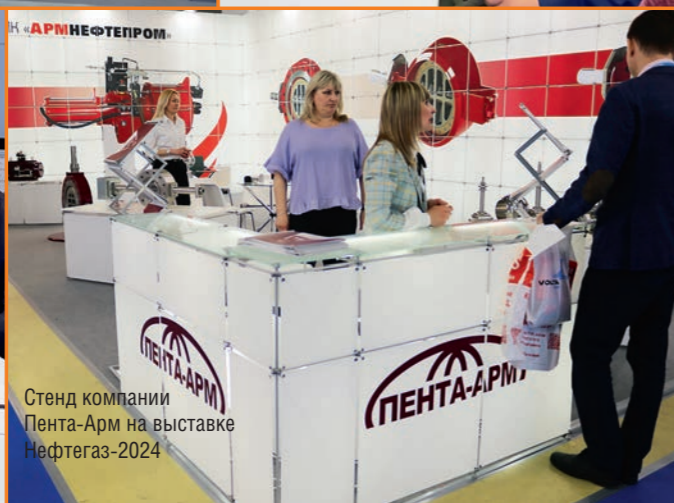
Ученые Пермского Политеха создали комплекс для строительства горизонтальных скважин, способный работать по заданным алгоритмам и управлять траекторией ствола, а также передавать информацию о состоянии пласта. Исследователи предложили использовать телеметрическую систему, которая выполняет функции навигации и собирает всю необходимую информацию для бурения горизонтальных скважин. Система в реальном времени передает сигналы на поверхность. Необходимо учитывать, что в условиях глубокого бурения действуют огромное давление и постоянные вибрации. Все эти факторы делают работу крайне сложной. Работа проходит следующим образом: в систему вводятся координаты забоя, прокладывается траектория до цели по критическим точкам. Во время бурения устройство, оснащенное оптико-волоконным гироскопом, идет точно по заданному маршруту, собирает информацию внутри пласта и передает ее наверх. Этот процесс контролирует буровая бригада, в случае отклонения от траектории или других аварийных ситуаций, специалистам поступает сигнал. Это помогает быстро сориентироваться и направить систему по нужному маршруту.

Расчет области добычи

Дренирование в нефтяной промышленности – это процесс извлечения нефти из подземных резервуаров с помощью создания системы скважин, которые обеспечивают отбор нефти и газа из залежей. Существуют разные методы оценки радиуса их дренирования. Обычно он ограничивается половиной расстояния до соседних скважин, но это не учитывает неоднородность пласта и особенности коллектора. Поэтому все чаще применяют способы на основе гидродинамических исследований – программное обеспечение Kappa Workstation и уравнение Э.Б. Чекалюка. Ученые Пермского Политеха сравнили промысловые данные с расчетами по этим методам и выявили наиболее достоверный. Ученые выяснили, что радиусы скважин по модулю Saphir имеют прямую связь с тремя параметрами – с пластовым давлением, при котором ведется разработка запасов залежи, с забойным давлением, при котором эксплуатируются скважины, и с гидропроводностью пласта. Для метода Э.Б. Чекалюка аналогичная связь наблюдается только с последним фактором. Анализ показал, что метод Saphir лучше описывает фактические параметры при формировании математических моделей. Этот метод позволил построить 100% от возможного числа зависимостей, а метод Э.Б. Чекалюка – всего 33%.

Новый метод извлечения лития

Специалисты Института геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН разработали технологию получения карбоната лития из сподумена. Ученые предложили при переработке сподумена использовать не серную кислоту, а гидросульфат аммония, получаемый из сульфата аммония, нагретого до 250–400 °С и разлагаемого на газообразный аммиак и расплав гидросульфата аммония. Воду насыщают углекислым газом для получения карбоната аммония, необходимого для осаждения карбоната лития. Выделяющийся аммиак поглощают этой водой, затем гидросульфат аммония спекают с бета-сподуменом и выщелачивают водой либо растворяют в воде, а бета-сподумен в автоклаве обрабатывают раствором. Сподумен – силикат лития и алюминия – содержит 3,7% лития. Процесс получения металла происходит в несколько стадий. В результате осаждения образуется раствор сульфата аммония, который кристаллизуют и заново используют, расходуемыми реагентами выступают только вода и углекислота, поэтому метод может использоваться для добычи лития в самых труднодоступных местах.



УСТАНОВКИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

1. Оборудование и инструмент в НК

1.1.1.1. Геологоразведочное оборудование

1.1.1.1.2. Установки геологоразведочного бурения и узлы

Установки, предназначенные для бурения структурно-поисковых и геофизических скважин на нефть, газ, воду и др.

Установки для разведочного бурения должны характеризоваться следующими элементами:

электродвигатель; пускорегулирующая, осветительная и сигнальная аппаратура; двигатель внутреннего сгорания; устройства для отвода промывной жидкости от устья скважины; устройства для отвода пыли и шума от устья скважины; устройства для механизированной укладки керна; устройства для ведения операция по перемещению, погрузке и разгрузке технологического инструмента; ограничители переподъема; предупреждающие затаскивание фарштуля или талевого блока в кронблок; устройства сигнализации о приближении к проводам действующих ЛЭП; двусторонняя сигнализация, гидроприводы, пневмоприводы, электроприводы, электрокоммуникации, пульт управления установкой.

Основные типы установок для геологоразведочного бурения на нефти и газа:

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2А2



Предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками.

Установка главным образом имеет: перемещающийся вращатель с гидроприводом (используется в процессе

бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при бурении).

Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах.

Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика.

Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта, установка бурового насоса.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-4Т

Бурение геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой, продувкой забоя или шнеками. Транспортной базой установки служит тралевочный трактор, на котором установлена мачта 1 и смонтированы установочная рама 3, цилиндр подъема

мачты 4, раздаточная коробка 2, промежуточный вал, пульт управления 5, обвязка гидросистемы, каретка, установка опорных домкратов, патрон для шнеков, элеватор, вращатель 6, талевая система 7, герметизатор, шламозащитное устройство и сальник.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А



Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробки 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; талевого блока; ограничителя высоты подъема талевого блока; 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 талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием;

звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, 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 бурильных труб.

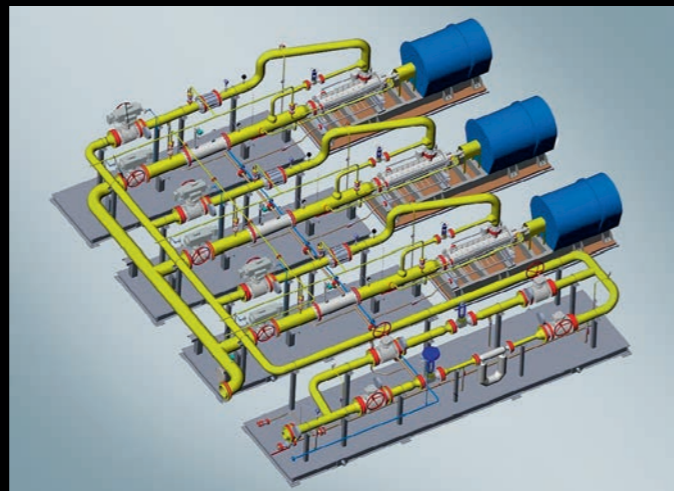
Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

АРМАТУРНЫЙ БЛОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса



Арматурный блок подготовки газа предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природного осушенного газа, подготовленного в соответствии с требованиями ГОСТ 5542.

Осушенный газ используется:

- в качестве топлива в котельных, газодизельных электростанциях, подогревателях антифриза и газового конденсата, в устройствах факельных горелочных, дежурных горелок факелов;
- с целью вытеснения воздуха из конденсатопровода.

Область применения – установки комплексной подготовки газа, компрессорные станции, газоперерабатывающие заводы и др.

Режим работы изделия – круглогодичный, непрерывный в течение суток. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметр	Значение
Сжигаемая среда	Углеводородные, горючие газы
Давление сжигаемой среды, МПа	0,01...06
Расход сжигаемой среды, м³/час	1,6...700 000
Топливный газ	Природный газ по ГОСТ 5542
Давление топливного газа, м³/час	0,05...02
Расход топливного газа на одну дежурную горелку, м³/час:	
• электроискровой розжиг	2...4
• система розжига «бегущий огонь»	4...11
Высота факельной установки, м	10...120
Диаметр ствола факельной установки, мм	325...2000
Электрическое питание	400/230 В, 50 Гц
Суммарно потребляемая электрическая мощность, кВт:	
• электрический розжиг	1,5
• система розжига «бегущий огонь»	1,0
Температура эксплуатации, °С	-60...+100
Срок службы ствола и оборудования, лет, не более	30
Срок службы оголовка, лет, не более	10
Контроль пламени	Термопара, ионизационный зонд

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ НАЗЕМНЫЙ РЕЗЕРВУАР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование



Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

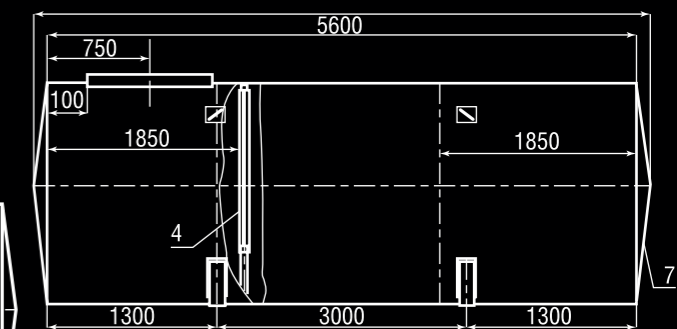
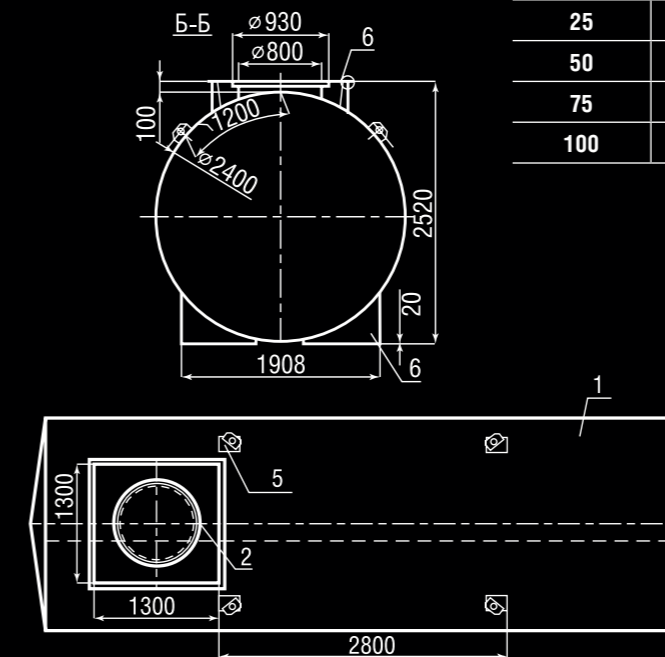
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН

Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)			0,07 (0,7)			
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)			0,088 (0,88)			
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1,0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2	5,5	6	13	14		

Объем Vном, м³	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	–	–	910
5	1900	2040	–	2075	1175
10	2220	2840	–	2470	1390
25	2400	5460	–	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900



Резервуар наземный одностеночный емкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости; 5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое



П. Завальный

Важнейшая задача – полное удовлетворение внутреннего растущего спроса на все виды энергоресурсов



А. Новак

Структурные сдвиги в российской экономике идут, будут поддерживаться новые отрасли



Си Цзиньпин

Высококачественное производство Китая придает важный импульс глобальному зеленому развитию



Н. Моди

Изменение климата – приоритетная тема для нас всех



Н. Шульгинов

План ГОЭЛРО – это исторический фундамент



Хардип Сингх Пури

Если вы не получаете сырье от одного, вы получаете от кого-то другого



В. Хукстра

Несмотря на то, что многие страны уже отказались от угольной энергетики, ее востребованность продолжает расти



Х. Саадулаев

Наша цель – достижение полного суверенитета нефтегазовой отрасли РФ к 2030 году



Т. Торнквист

Если мы поддерживаем цену на нефть на высоком уровне, это может привести к росту добычи со стороны других производителей



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 гидродаре серии НТСJ (сертифицирован Saudi Aramco)
 Размеры: 2"-16"
 Диапазон давления: 150-900 фунтов
 Диапазон температур: -40° C-+320° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХD
 Размеры: 1" x 2"-10" x 14"
 Диапазон давления: 150-2500 фунтов
 Диапазон температур: -196° C-+538° C



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТВР (сертифицировано Saudi Aramco)
 Размеры: 1"-78"
 Диапазон давления: 150-900 фунтов
 Диапазон температур: -196° C-+538° C



ВАРТЕЕС 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

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



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



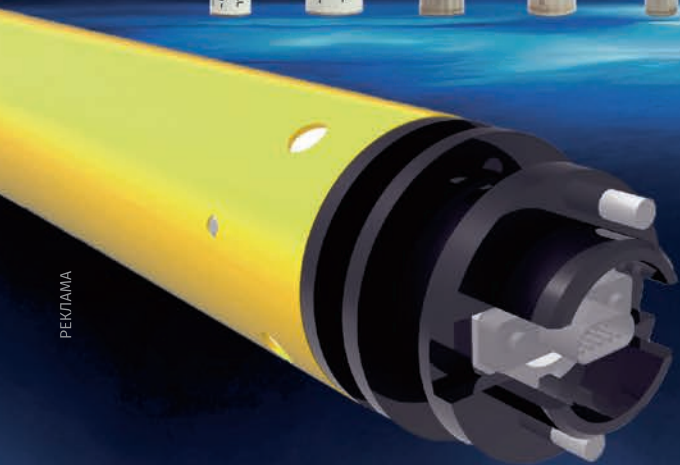
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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



VITZROCELL

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

3
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

с 1987
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

15
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»
г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес
Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия
г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»
Нижевартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL