



МОРСКИЕ
ГРП

МОБИЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ
● ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА

● ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ
ОЧИСТКА ДИЗЕЛЬНОГО
ТОПЛИВА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

8 [128] 2022

С Днем нефтяника!



Входит в перечень ВАК

ТО всего организма за 1 день

Медицинскую диагностику (чекап) сравнивают с техосмотром, который при регулярном проведении помогает избежать серьезных поломок и проблем. GMS Clinic предлагает своим пациентам комплексную программу диагностики Check-up, направленную на:

- ✓ Оценку общего состояния здоровья
- ✓ Поиск нарушений в работе внутренних органов и систем
- ✓ Выявление начала заболевания при отсутствии видимых симптомов

Осмотр можно пройти за 1 день в комфортных условиях, наличие собственной лаборатории ускорит получение результатов. Вы вместе с персональным менеджером спланируете свои визиты и подберете удобное для вас время. По окончании диагностики вам дадут ответы на все интересующие вопросы о состоянии вашего здоровья и способах его сохранения.

Преимущества Check-up в GMS Clinic:



Продолжительность программы 1 день



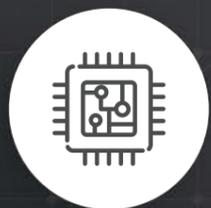
Международные стандарты диагностики



Персональный менеджер-куратор



Стоимость чекапа всего организма значительно ниже, чем в Европе



Современное медицинское оборудование



Доступно даже для тех, кто находится в Москве проездом



Узнать подробнее

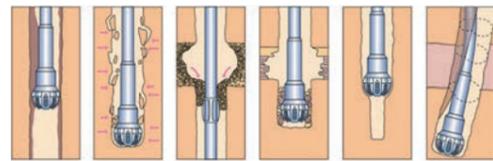


GMS
Global Medical System
clinics & hospitals

www.gmsclinic.ru

+7 495 781 5577

Эффективность снижения рисков прихватав бурильных труб в процессе строительства скважин в сложных горно-геологических условиях



18

Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений: методики исследования



22

СОДЕРЖАНИЕ



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Мобильные системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов

34

Информационные технологии и промышленные перспективы дифференциальной гидроочистки дизельного топлива



42

Эпохи НГК 4

РОССИЯ Главное

Нефть за орешки 6

План развития СМП до 2035 г. 8

События 10

Первой строчкой 12

НЕФТЕСЕРВИС

Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях 14

Эффективность снижения рисков прихватав бурильных труб в процессе строительства скважин в сложных горно-геологических условиях 18

ДОБЫЧА

Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений: методики исследования 22

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

Оптимизация затрат на строительство: опыт и предложения российских компаний 32

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Мобильные системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов 34

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Снижение эмиссии CO₂ за счет применения «зеленого» облегченного тампонажного цемента Холсим Россия 38

ПЕРЕРАБОТКА

Информационные технологии и промышленные перспективы дифференциальной гидроочистки дизельного топлива 42

Морские ГРП: итоги работ на континентальном шельфе



56

Механизмы формирования пустотного пространства в нефтегазоносных отложениях рифея Сибирской платформы



68

Атомные реакторы: история и направления развития



82

Обоснование удельных нормативов капитальных затрат при оценке эффективности разработки месторождений углеводородов



90

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Мобильная система удаленного мониторинга производственного процесса на ТЭЦ 52

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Морские ГРП: итоги работ на континентальном шельфе 56

Многоволновые сейсморазведочные работы 3D (4C) на континентальном шельфе о. Сахалин 62

Механизмы формирования пустотного пространства в нефтегазоносных отложениях рифея Сибирской платформы 68

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Развитие альтернативной энергетики в Венгрии с учетом зарубежного опыта 76

ОБОРУДОВАНИЕ

Атомные реакторы: история и направления развития 82

Новое применение сопла Лавалья в качестве 3S-сепаратора в ГТУ на нефтегазовой платформе 86

ЭКОНОМИКА

Обоснование удельных нормативов капитальных затрат при оценке эффективности разработки месторождений углеводородов 90

MODUS VIVENDI

Инвесторы вернулись в офисы 96

Новости науки 98

Россия в заголовках 102

Хронограф 104

Календарь событий 105

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

7522 года назад

В 5500 году до н.э. египтяне использовали силу ветра для передвижения на парусных судах. Это было первое обращение к возобновляемым источникам в качестве энергоносителя.

202 года назад

В 1820 году В. Сесил в докладе Кембриджскому философскому обществу предложил использовать водород, чтобы приводить машины в движение.

191 год назад

В 1831 году английский физик Майкл Фарадей открыл электромагнитную индукцию и разработал первый в мире трансформатор и электрический генератор.

170 лет назад

В 1852 году в Мюнхене придворный часовщик Христиан Тейтман сконструировал двигатель, работавший на смеси водорода с воздухом.

162 года назад

В 1860 году Огюстен Мушо изобрел первую в мире солнечную энергетическую систему.

139 лет назад

В 1883 году Чарльз Фритц создал первую солнечную батарейку, работавшую от позолоченной селеновой пластинки, через год он установил солнечные батареи на крыше дома в Нью-Йорке.

131 год назад

В 1891 году русский изобретатель М.О. Доливо-Добровольский написал труд по передаче трехфазного тока и разработал конструкцию трансформатора.

122 года назад

В 1900 году воздушные корабли использовали водород в качестве подъемного газа.

91 год назад

В 1931 году в США запатентовали первую вертикальную турбину, которую изобрел французский ученый Джордж Дарье десятью годами ранее.

81 год назад

В 1941 году инженер Рассел Ол изобрел первый монокристаллический кремниевый солнечный элемент.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, КГБОУ 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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Михаил Сошин
pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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

Адрес редакции:
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 МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



ПЕТРОВСКАЯ ДОМИНАНТА

ВЫБРАТЬ КВАРТИРУ



КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА НА ПЕРВОЙ ЛИНИИ НЕВЫ

ИДЕТ ЗАСЕЛЕНИЕ!

ЭТАЛОН

г. Санкт-Петербург, Петровская коса 6

+7 (812) 445-66-55

Застройщик АО «Эталон ЛенСпецСМУ», ЖК «Петровская Доминанта», Санкт-Петербург, Петровская коса, д. 6, к. 1, стр. 1. Комплекс сдан. РЕКЛАМА



США увеличат в сентябре добычу нефти на 1,6%



Иран сможет поставить миллион барр. нефти



Кабул готов закупить у России миллион баррелей нефти. Возможно, бартером



Китай снизил объемы переработки нефти

НЕФТЬ ЗА ОРЕШКИ

Анна Павлихина

Все лето цены на нефть радовали экспортеров, позволяя продавать меньше, а зарабатывать больше. Но в середине августа ее стоимость упала на 4%, опустившись ниже психологически комфортных 100 долл. за барр. Причин сразу три.

В июле китайские нефтепереработчики недопереработали на своих НПЗ 8,8% нефти, если сравнивать с показателями прошлого года, и еще больше, если сравнивать с прогнозными ожиданиями. Снижение объемов производства произошло из-за того, что частные перерабатывающие заводы Китая столкнулись с падением маржинальности, а государственные – с техническими сложностями, из-за чего вынуждены останавливать производство на длительный срок. Это, разумеется, сказалось на уменьшении потребления энергоресурсов.

Вторым фактором, повлиявшим на цену нефти, стало наращивание добычи Соединенными Штатами. По прогнозам EIA, добыча на основных месторождениях в сентябре увеличится на 1,6%. До этого Штаты развернули активное бурение, в результате к середине августа эксперты насчитали 601 действующую установку. Их количество постоянно меняется то в одну, то в другую сторону, но объемы добычи с этим не коррелируются из-за большого резерва DUC – ранее пробуренных, но не обустроенных скважин. Их наличие позволяет в любой момент (логично предположить, что в момент роста цен), нарастить добычу в нужном объеме.

И, конечно, рынок не мог не отреагировать на приближающиеся к эндшпилю переговоры по ядерной сделке. В случае подписания соглашения и снятия санкций с Ирана, на рынок поступит дополнительный миллион баррелей нефти в день. Глава NIOC утверждает, что эти объемы можно легко удвоить. Такое количество нефти сопоставимо с объемом, который Россия поставляла в страны Евросоюза.



Но, даже если договор будет согласован в ближайшее время, от момента его подписания до поступления иранской нефти на рынок пройдут месяцы.

Вдобавок к ожиданиям поставок из Ирана о возможности увеличить объемы добычи до 12 млн барр. в день сообщила Саудовская Аравия. С тех пор как Россия развернула свою нефть на восток, ее основным рынком сбыта стали страны Азии, которые являлись премиальными и для Саудовской Аравии, долгое время оставшейся лидером по поставкам в Китай. Несмотря на заверения А. Нассера, что торговая политика России не изменила доли Saudi Aramco в этом регионе, на рынке Китая ей все-таки пришлось подвинуться, уступив первенство российским экспортерам, которые весной поставили в Китай 8,42 млн тонн нефти. Учитывая высокие цены на нефть в тот период, Saudi Aramco зафиксировала рекордную чистую прибыль по итогам

второго квартала, составившую 48,4 млрд долл. С одной стороны, принимая во внимание вероятность потери части рынка, наращивать добычу, возможно, не придется. С другой – распределение нефтяных экспортных потоков в мире крайне неравномерное и кому-то надо будет закрывать потребности Европы. Каждый из этих факторов – и спад производства в Китае, и наращивание добычи Соединенными Штатами, и вероятность выхода на рынок иранской нефти – способен сам по себе опустить нефтяные котировки. А их совокупность – привести к еще большему обвалу. Но этого не произошло, все-таки 4% – не слишком большое падение, что говорит о емкости нефтяного рынка.

Мировое производство восстанавливается после сложного 2020 года, увеличивающийся спрос требует увеличения поставок энергоносителей. Кроме того, заоблачно высокие цены на газ заставляют переходить

на нефть, поставки которой из России заблокированы санкциями. Можно предположить, что Европа без труда примет и саудовскую и иранскую нефть. И, выходит, экс-посол Ирана М. Пакайин вовсе не лукавил, говоря, что Иран и Россия по части нефти друг другу не конкуренты.

А что же Россия?

Бездонные азиатские рынки позволили России в мае остановить падение добычи и к июню нарастить ее практически до уровня февраля. Но, так и не достигнув его в первые недели августа, добыча упала на 3% относительно июля, до 1,428 млн тонн в сутки. Трехпроцентное сокращение привело к отставанию России от квоты на 1 млн барр.

При этом ВИНКи сохранили объемы, соблюдая обязательства по сделке ОПЕК+. 90% падения обеспечили более мелкие нефтедобытчики, суточная добыча которых снизилась на 15%.

«Коммерсант» приводит мнение отраслевого эксперта, объясняющего факт сокращения добычи значительным ростом НДПИ в марте из-за девальтации рубля и увеличения цен на нефть, не выдержав налоговой нагрузки ряд предприятий заморозил бурение и нефтесервисные работы, а другие и вовсе остановили производство. Свою роль сыграла и конкуренция с крупными компаниями, которые могут снизить цену за счет объемов и ограничивают доступ к своим НПЗ, будучи заинтересованными в сбыте собственного сырья.

По этой и другим причинам поставки российской нефти сократились до самого низкого уровня с марта. Экспорт в Азию упал до 1,75 по сравнению с более чем 2,1 млн барр. в день в апреле и мае, морской экспорт снизился с 3,32 до 3,24 млн барр. в день, поставки в Европу – с 1,85 в феврале до 1,32 млн барр. в день в августе. Но Россия продолжает искать новые рынки сбыта.

Так, после просьбы ланкийского президента открыть кредитную линию для покупки энергоносителей, на Шри-Ланку, переживающую тяжелый экономический кризис, было отправлено три танкера с углеводородами. В египетскую Эль-Хамру – два.

В середине августа возглавляющий делегацию Минпромторга Афганистана Н. Азизи предложил закупить у России миллион баррелей нефти, оговорившись при этом о возможности бартера, ведь Афганистан сейчас переживает тяжелый кризис. В качестве бартера предлагают доступ к разработке месторождений редкоземельных металлов, а также мех ягнят, изюм и миндаль. Ну, как тут откажешься? ●

ПЛАН РАЗВИТИЯ СМП ДО 2035 Г.

Екатерина Свинцова

Правительство РФ разработало план развития Северного морского пути на период до 2035 г. Ю. Трутнев отметил, что необходимо решить вопросы модернизации и создания новой транспортной инфраструктуры, строительства флота, организации обеспечивающих провоз грузов сервисов.

План содержит 5 основных разделов. Первый включает мероприятия по увеличению экспортной грузовой базы, каботажных и транзитных перевозок, развитие перспективной грузовой базы. Предполагается запуск регулярной каботажной линии по маршруту Санкт-Петербург (Мурманск) – порты Дальнего Востока и в обратном направлении с частотой минимум два круговых рейса в год, будет создан российский контейнерный оператор международных перевозок в акватории СМП. Второй раздел включает мероприятия по модернизации и строительству портовой инфраструктуры и подходов, железнодорожных и речных транспортных коридоров, дноуглублению в акватории СМП. Запланировано: строительство 12 портовых терминалов, модернизация двух существующих. Третий раздел направлен на развитие арктического грузового и ледакольного флотов, создание и развитие арктических судостроительных и судоремонтных мощностей, предполагается строительство 153 судов, включая 12 ледоколов и 46 судов аварийно-спасательного флота. Четвертый посвящен формированию арктической спутниковой группировки, развитию аварийно-спасательной инфраструктуры, гидрографическому, гидрометеорологическому, медицинскому и кадровому обеспечению. Пятый направлен на обеспечение предоставления информационных и цифровых услуг в акватории СМП, прогнозирование судопотока, расширение международного сотрудничества, в частности: обсуждается разработка опытного образца бортового автоматизированного информационно-измерительного комплекса для регистрации параметров ледяного покрова и метеорологической обстановки в районе расположения судна.

Общий объем финансирования плана развития СМП до 2035 г. может составить порядка 2 трлн руб. Предполагается, что к 2035 г. частные инвесторы вложат около 15,6 трлн руб. в реализацию инвестпроектов, формирующих грузовую базу СМП, что обеспечит прирост валового продукта на 28,5 трлн руб. и налоговые поступления во все уровни бюджетной системы РФ в размере 16,3 трлн руб. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Санкционные ограничения актуализировали автономность обеспечения топливно-энергетического комплекса техникой и технологиями. Чтобы восполнить пробелы, оставленные прекратившимся импортом, российские научные центры должны будут сместить акцент с академической науки на прикладную. Какие области научных исследований следует в большей степени переориентировать на практическую значимость?

Какая область научных исследований требует наибольшего внимания в условиях импортозамещения?

18%

Создание конструкционных пластиков и малотоннажных полимеров, они нужны для производства оборудования и машин

25%

Компьютерные технологии и искусственный интеллект – это основа развития любой отрасли промышленности

12%

Новые материалы, биотехнологии, на них основаны вопросы продовольственного обеспечения и жизненного комфорта

30%

Медицина и геномная инженерия, здоровье нации должно быть приоритетом

15%

Космические технологии и ядерная физика, нельзя отставать в вопросах освоения космоса

За летние месяцы нефть потеряла в цене, одна из основных причин – замедление экономического роста. Однако сезонность и международная обстановка могут в любой момент скорректировать ценовые графики

Сохранится ли высокая цена на нефть?

26%

Нет, промпроизводство и розничные продажи Китая существенно ниже ранее прогнозируемых, что создает угрозу спросу на нефть

31%

Да, близится зимний период, это повысит спрос

14%

Нет, США наращивают добычу, число активных буровых установок увеличилось до 601 единицы

19%

Да, Венесуэла прекратила поставки нефти Европе в обмен на списание долгов

10%

Нет, переговоры Ирана и США могут привести к выводу на рынок дополнительного объема нефти, а Саудовская Аравия уже заявила о наращивании добычи до 12 млн барр. в сутки

Уважаемые партнеры,
коллеги и друзья, приглашаем вас принять участие в
Международной научно-практической конференции

«ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ, РАЗРАБОТКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ

Санкт-Петербургский горный университет
Многофункциональный комплекс «Горный»
199406, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров,
ул. Наличная, д. 28/16 литер Д

15–17 ноября'22

РЕКЛАМА

Конференция пройдет при поддержке ООО «Химпром»

Заявки на участие, тезисы докладов принимаются до 21 октября 2022 г.

В рамках мероприятия планируется проведение выставки, лекций и мастер-классов ведущими специалистами академических и отраслевых институтов по тематике Конференции.

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ
ОРГКОМИТЕТА КОНФЕРЕНЦИИ

Администратор конференции
Чудинова Инна Владимировна
старший преподаватель кафедры бурения скважин

+ 7 (812) 328 84 78

Chudinova_IV@pers.spmi.ru

ТЕМАТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ

- Секция №1** Актуальные вопросы строительства нефтегазовых скважин
- Секция №2** Химреагенты и материалы для строительства скважин в условиях импортозамещения
- Секция №3** Инновационные технологии разработки и эксплуатации месторождений углеводородов
- Секция №4** Передовые технологии освоения морских нефтегазовых месторождений
- Секция №5** Стратегическое прогнозирование развития нефтегазового комплекса

Участие в конференции бесплатное.

С Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

ХИМПРОМ



Уважаемые коллеги, партнеры, дорогие друзья!

Коллектив ООО «Химпром» поздравляет вас с профессиональным праздником – Днём работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

В этот замечательный день мы чествуем тех, кто извлекает и открывает из земных недр ценные полезные ископаемые, дающие всему миру энергию для развития и созидания.

Ваш упорный и самоотверженный труд составляет основу экономики, а компетентность и накопленный ценный опыт позволяют выполнять самые амбициозные и сложные проекты, достигать высоких результатов, способствуя успешному развитию отрасли.

Коллектив компании «Химпром» благодарит вас за сотрудничество и оказанное доверие. Мы высоко ценим наше партнерство и надеемся в дальнейшем не только сохранить, но и укрепить его. Пусть надёжность, ответственность и профессионализм остаются неиссякаемым топливом в наших крепких партнерских отношениях.

С наилучшими пожеланиями, коллектив компании ООО «Химпром»

Обвал рынка акций
Выборы президента
Запуск нового производства
Северный поток
Цены на нефть

Газовые войны
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти

Второй ветка ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Южный поток
Северный поток достроили

Продажа квот
Слияние капиталов
Дожми руки до Арктики
Цены на газ



установлена современная релейная защита и противоаварийная автоматика, а также системы сбора и передачи информации. При строительстве СЭС использовались фотоэлектрические модули, произведенные в России.

TOP Свободный расширяется под комплекс СПГ

Инвестором проекта по строительству комплекса сжижения природного газа выступает Газпром гелий сервис.



Комплекс производительностью 1,5 тыс. кг/час создается с целью организации инфраструктуры автономной газификации социально значимых объектов в Амурской области. Первым потребителем станет котельная в г. Белогорске. Завершение строительства планируется в 2023 г. Доход от реализации инвестиционного проекта превысит 40 млн руб. Из них в федеральный бюджет поступит 0,41 млн руб., более 22 млн руб. – в бюджет субъекта, 1,13 млн руб. – в казну муниципалитета и еще 16,47 млн руб. во внебюджетные фонды.

Ростех испытал шельфовый вертолет для нефтянки

Холдинг Вертолеты России (входит в Ростех) провел первый полноценный испытательный полет на опытном образце модифицированного Ми-171А3. В конце 2021 г. этот вертолет впервые поднялся в воздух «в режиме висения».



Он предназначен для полета над акваториями на удаленные от берега буровые платформы, а также для поисковых и спасательных морских операций. Максимальный взлетный вес машины – 13 т, вместимость – до 24 человек, комплекс бортового оборудования позволяет выполнять полеты

в условиях пониженной видимости, в режиме автоматического полета как по авиатрассам, так и в нерегулируемом воздушном пространстве. Независимо от наземного радионавигационного обеспечения, бортовое оборудование обеспечивает автоматическое и ручное пилотирование. Пригоден для эксплуатации при температурах от -50 до +50 °С. Оснащен системой аварийного приводнения на волны высотой до 5 м.

В Калмыкии заработала крупнейшая СЭС в России

Системный оператор Единой энергетической системы и Ростовское РДУ совместно с Россетями Юг присоединили к энергосетям вторую очередь Аршанской СЭС, мощностью 115,6 МВт. Таким образом, в операционной зоне Ростовского РДУ установленная мощность ВИЭ достигла 1 060,4 МВт. На электростанции внедрена технология дистанционного управления как активной, так и реактивной мощностью генерирующего оборудования,

энергетики РФ. Среди его основных задач – мониторинг рыночной ситуации, экспертиза значимых проектов, анализ и предложения по совершенствованию нормативно-технической базы.



Координационный центр будет формировать максимально благоприятные условия для использования природного газа в качестве моторного топлива.

Рост объемов потребления газомоторного топлива в России пока недостаточен: средний уровень загрузки газозаправочных станций не превышает 36%. Перспективными направлениями являются сельскохозяйственная техника, речной, железнодорожный и водный транспорт. В текущем году планируется увеличить внутреннее потребление природного газа до 1,71 млрд м³, а к 2030 г. – до 6,8 млрд м³.

План ЕС по заполнению ПХГ

Совет ЕС утвердил регламент о заполнении ПХГ, согласно которому хранилища должны быть заполнены не менее чем на 80% к 1 ноября 2022 г. и до 90% к следующим зимним периодам. МЭА настаивает на уровне заполнения 90% к 1 октября и предлагает план из пяти пунктов. Во-первых, предлагается

внедрение платформы для стимулирования промышленных потребителей газа к сокращению спроса. Они могут предложить часть своих контрактных поставок газа в качестве продуктов для снижения спроса как компенсацию, что может привести к проведению конкурентных торгов, такие модели аукционов разрабатываются в Германии и Нидерландах. Во-вторых, минимизировать использование газа в энергетическом секторе путем временного увеличения выработки электроэнергии на угле и мазуте при одновременном ускорении развертывания низкоуглеродных источников. В-третьих, улучшить координацию между газовыми и электрическими операторами по всей Европе, в т.ч. в отношении механизмов снижения пиковых нагрузок. Четвертый пункт – снижение спроса на электроэнергию в домохозяйствах путем установления стандартов охлаждения и контроля. Правительственные и общественные учреждения должны



взять на себя инициативу в этом, чтобы подать пример, а компании должны поощрять изменения в поведении потребителей. Пятый пункт предписывает гармонизацию планирования в чрезвычайных ситуациях на национальном и европейском уровнях. ●

18 

млрд рублей
инвестирует Газпром в строительство СПГ-заводов в Ростовской области до 2027 г.

На 12%, до **3,86** млн т,

снизился объем перевалки на Петербургском нефтяном терминале в 1-м полугодии 2022 г.



На 48% 

ЕС сократил закупки российского угля
Морские поставки угля в ЕС из РФ в июне составили **1,7 млн т**

На 8% 

увеличит добычу газа Норвегия на 7 шельфовых месторождениях в 2022 году

25 **МЛН ТОНН** 

угля поставил Кузбасс отечественным потребителям за первые 5 месяцев 2022 г.

42,7 **млн евро** 

составила прибыль Болгарии от эксплуатации участка газопровода Турецкий поток

Грузопоток по СМП в январе – июле 2022 года увеличился

На 5% 

РФ намерена сохранять **25%-ную** 
долю на мировом рынке угля до 2050 года

Доля угля на российском энергорынке может достигнуть **30%** в ближайшие 3–4 года

6% 

составляет общая доля солнечных электростанций

в структуре генерирующих мощностей в Забайкальском крае после запуска компаний Хэвел двух СЭС общей мощностью **70 МВт**

38 **млрд рублей** 

недополучит бюджет Сахалинской области из-за простоя Сахалин-1

Добыча нефти в рамках проекта сократилась в 22 раза – до **10 тыс. барр./сутки**

На 25% 

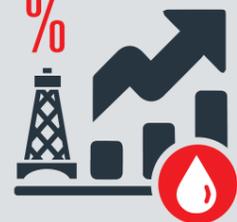
Азербайджан увеличил экспорт газа в первом полугодии 2022 года, добыча газа в стране за этот период выросла на **15,1%**

Газпром по итогам 6,5 месяца 2022 г. снизил добычу газа

На 10,4%, 

поставки в дальнее зарубежье – на **33,1%**.

Поставки на внутренний рынок из ГТС сократились на **1,9%**

На 5% 

с начала года выросла добыча нефти в ХМАО, предприятия округа добыли **109,7 млн т** нефти

Доля нефтегазового сектора в структуре ВВП России в 1-м квартале 2022 г. выросла

до 21,7% 

с **17,5%** в 4-м квартале 2021 г.

Добыча нефти в России в 1-м полугодии 2022 г. выросла

на 3,3% 

природного газа – упала на **6,6%**

За 1-е полугодие 2022 г. поставки газа Китаю по МГП Сила Сибири-1 составили

7,547 **млрд м³** 

К 2025 году расходы на кибербезопасность в энергетической отрасли вырастут до

10 **млрд долл.** 

«Зеленые» инвестиции Роснефти в 2021 г. составили

55 **млрд рублей** 

Поставки СПГ в Китай из России в январе – июне выросли на

28,7% 
до **2,35 млн т**

Китай в 1-м полугодии 2022 г. увеличил добычу нефти

на 4%, 
на **4,9%** природного газа –

АНАЛИЗ ПРОВОДКИ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА

для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях

Никишин Вячеслав Валерьевич

доцент кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, к.т.н.

Блинов Павел Александрович

доцент кафедры бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета, к.т.н.

Болдырев Сергей Аркадьевич

аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургского горного университета

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОБЛЕМА НЕУСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ. ОБРАЩАЕТСЯ ВНИМАНИЕ НА ПРИЧИНЫ ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИН, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ КАЧЕСТВОМ БУРОВОГО РАСТВОРА И ЕГО РЕОЛОГИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ И ТИКСОТРОПНЫМИ СВОЙСТВАМИ. БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПОЛИМЕРНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ БЫЛА ПРЕДЛОЖЕНА РЕЦЕПТУРА ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА НА СОЛЕВОЙ ОСНОВЕ С ЗАКУПОРИВАЮЩИМ АГЕНТОМ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ. В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И СВОЙСТВА РАЗРАБОТАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА, ОПИСЫВАЮТСЯ ЕГО ПРЕИМУЩЕСТВА. С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ «БУРСОФТПРОЕКТ» СМОДЕЛИРОВАНЫ УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОГО БУРЕНИЯ НА РАЗРАБОТАННОМ РАСТВОРЕ

THIS ARTICLE CONSIDERS THE PROBLEM OF HORIZONTAL WELLBORE INSTABILITY WHEN DRILLING IN TERRIGENOUS DEPOSITS. ATTENTION IS DRAWN TO THE REASONS FOR THE LOSS OF WELLBORE STABILITY, DUE TO THE QUALITY OF THE DRILLING FLUID AND ITS RHEOLOGICAL PARAMETERS AND THIXOTROPIC PROPERTIES. STUDIES HAVE BEEN CONDUCTED ON THE DEVELOPMENT OF A POLYMER-BASED DRILLING FLUID COMPOSITION FOR DRILLING HORIZONTAL WELLS IN UNSTABLE TERRIGENOUS DEPOSITS. AS A RESULT OF THE WORK PERFORMED, A FORMULATION OF A SALT-BASED POLYMER SOLUTION WITH A PLUGGING AGENT FOR DRILLING WELLS IN TERRIGENOUS DEPOSITS HAS BEEN PROPOSED. THE ARTICLE PRESENTS THE COMPONENT COMPOSITION AND PROPERTIES OF THE DEVELOPED DRILLING FLUID AND DESCRIBES ITS ADVANTAGES. USING THE BURSOFTPROEKT SOFTWARE, THE CONDITIONS FOR SAFE DRILLING ON THE DEVELOPED FLUID HAVE BEEN SIMULATED

Ключевые слова: горизонтальная скважина, терригенные отложения, осыпи, обвалы, буровой раствор, свойства раствора, полимер.

Строительство горизонтальных нефтяных и газовых скважин в неустойчивых терригенных отложениях часто сопровождается осыпями, обвалами, сужением ствола скважины из-за набухания глинистых пород, вследствие чего возникают затяжки и посадки при спуске и подъеме колонны буровых труб, а также прихваты и слом бурового оборудования.

Основными причинами обрушений и обвалов являются геологические условия формирования скелета горной породы и технологические условия, а также проникновение

фильтра бурового раствора в стенки скважины на значительную глубину. Существенное влияние на интенсивность обрушения стенок скважины оказывают плотность бурового раствора, низкая механическая скорость бурения, частые остановки и длительные простои.

Для профилактики данных осложнений используют различные способы и методы: применение ингибирующих полимерных буровых растворов или растворов на углеводородной основе,

увеличение плотности раствора и снижение водоотдачи, установка силикатных или битумных ванн, метод электрохимического закрепления пород или перекрытие неустойчивого интервала обсадной колонной.

На основе выполненного анализа литературных источников был выбран способ применения полимерных буровых жидкостей. Поскольку данные растворы наиболее полно отвечают требованиям промывки скважины, обладают низким показателем фильтрации, высокими реологическими, смазывающими и ингибирующими свойствами, не оказывают негативного воздействия на продуктивный пласт и окружающую среду. Параметры растворов могут регулироваться в широком диапазоне в зависимости от горно-геологических условий.

Методы и материалы

На основе проведенного анализа текущего состояния проблемы неустойчивости ствола скважины при бурении горизонтальных нефтяных и газовых скважин в терригенных породах было принято, что эффективным и целесообразным решением является разработка оптимального рецепта полимерного бурового раствора с контролирующими реологические свойства добавками, используемого для очистки ствола скважины.

Методика исследования заключалась в следующем. Поскольку буровой раствор представляет собой сложную многокомпонентную дисперсную систему, которая обладает различными реологическими, тиксотропными, фильтрационными и другими свойствами, то для их определения используются стандартные приборы и оборудование.

В ходе исследования был разработан состав полимеросолевого бурового раствора плотностью 1140 кг/м³ (таблица 1). Для сравнительной базы использовался буровой раствор на основе бентонитовых глин российских месторождений BENTOLUX GORIZONT UN. Основные технологические свойства растворов представлены в таблице 2.

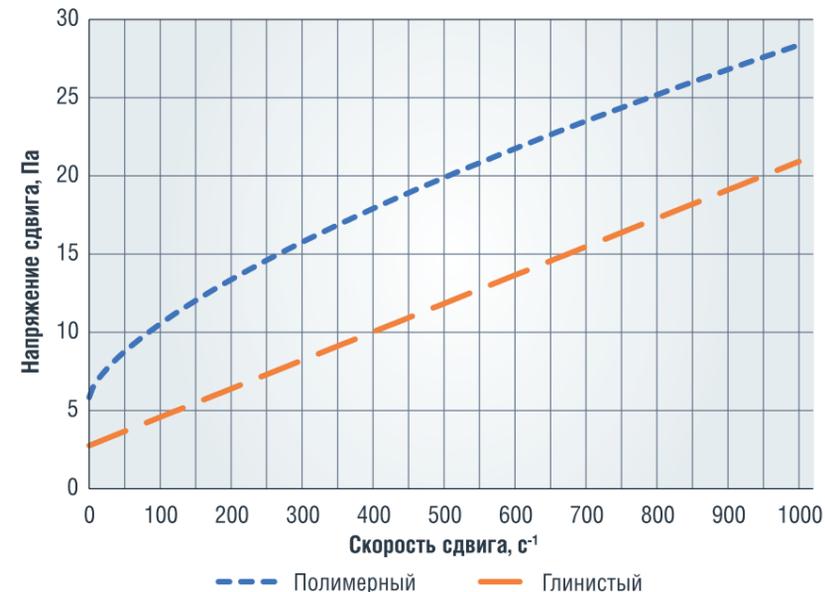
ТАБЛИЦА 1. Состав полимерного бурового раствора

Компонент	Содержание	
Вода	1000 мл	80,3 %
NaCl	150 г	12 %
Ксантановая смола	6 г	0,5 %
ПАЦ-Н	1,5 г	0,12 %
КОН	0,2 г	0,016 %
KCl	28 г	2,25 %
BARACARB 50	60 г	4,8 %

ТАБЛИЦА 2. Свойства буровых растворов

Параметр	Полимеросолевой раствор	Глинистый раствор
Плотность, г/см ³	1,14	1,02
Условная вязкость, сек.	70	30–40
СНС 1 мин., Па	4,1	2,5
СНС 10 мин., Па	5,0	2,7
Коеф. тиксотропии θ_{10}/θ_1	1,22	1,08
ДНС, Па	1,5	0,72
Пластическая вязкость, мПа · с	18,9	12,4
Водоотдача, см ³ /30 мин.	3–4	7,5
Толщина фильтр. корки, мм	0,1	<1
pH	9	8
Суточный отстой, %	<0,5	2,4

РИС. 1. Реологические кривые полимеросолевого и глинистого растворов



УДК 622.24

РИС. 2. Зависимость ДНС от температуры раствора

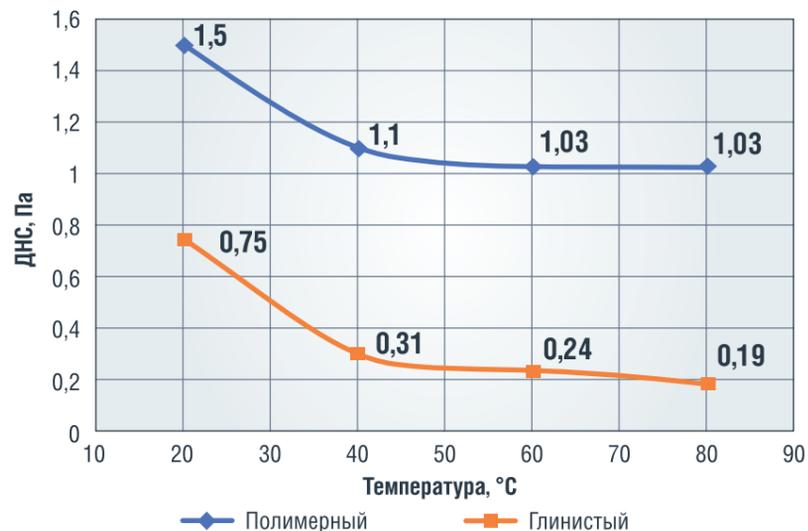


РИС. 3. Зависимость пластической вязкости от температуры раствора



РИС. 4. Фильтрационные испытания растворов на керамическом диске 150 мкм



Наличие хлористого натрия (NaCl) в растворе позволяет обеспечить требуемую плотность жидкости, повышает ингибирующую способность, улучшает термостабильность и устойчивость к бактериальной агрессии. В качестве структурообразователя использовалась ксантановая смола. Для регулирования реологии и фильтрации добавлялась полианионная целлюлоза (ПАЦ). В качестве регулятора щелочности и повышения водородного показателя pH вводился гидроксид калия (KOH). Хлорид калия (KCl) использовался как дополнительный источник ионов калия и дополнительный ингибитор глин. Размер и концентрация BARACARB выбиралась в зависимости от размера поровых каналов горной породы, что позволило создать кольматационную корку и уменьшить поглощение и фильтрацию раствора.

На основе полученных результатов были построены графики реологических моделей для полимерсолевого раствора и для глинистого раствора (рис. 1). Значения ДНС и СНС полученного раствора достаточны и не превышают рекомендуемых значений в 2 и 5 Па соответственно, а значение водоотдачи не превышает рекомендуемые 5 см³/30 мин.

Влияние температуры на реологию раствора

Поскольку в реальных условиях температура на забое скважины может достигать 100 °С, то реологические параметры растворов могут изменяться. С этой целью полимерный и глинистый растворы нагревались до 80 °С и с интервалом в 20 °С производились замеры ДНС и пластической вязкости, результаты представлены на рисунках 2 и 3 соответственно.

По полученным данным видно, что ДНС и пластическая вязкость полимерного раствора при 80 °С ниже значений при 40 °С в среднем на 30 %, в то время как у глинистого раствора ДНС ниже на 70 %, а пластическая вязкость практически не изменяется.

РИС. 5. Проникновение полимерного раствора в фильтрационный диск



Фильтрационные свойства бурового раствора

Для определения фильтрационных свойств буровых растворов использовался фильтр-пресс OFITE с керамическими дисками. Результаты представлены на рисунке 3. Проникновение фильтрата в фильтрационный диск с размером пор 150 мкм представлено на рисунке 4.

Из полученных результатов следует, что объем мгновенной фильтрации разработанного полимерного раствора составляет 25 мл, глинистого раствора 75 мл, а водоотдача за 30 мин полимерного раствора составила 1,4 мл и глинистого 12,2 мл. Глубина проникновения полимерного раствора в фильтрационный диск, составила 0,3 мм.

Выводы

В результате проведенных исследований был разработан состав полимерного бурового раствора, который обладает низким значением водоотдачи и мгновенной фильтрации, что положительно скажется на устойчивости стенок скважины и снизит негативное воздействие на продуктивный пласт, а при необходимости можно произвести кислотную обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) для удаления карбоната кальция и полимеров.

Реологические параметры раствора не превышают рекомендуемых значений и в то же время достаточны для качественной очистки скважины от шлама даже при высоких забойных температурах до 80 °С. Поскольку горизонтальные скважины имеют сложные пространственные

траектории ствола, то в состав раствора рекомендуется включать смазочные добавки для уменьшения коэффициента трения о стенки скважины. ●

Литература

- Chudyk I.I., Femiak Ya.M., Orynychak M.I., Sudakov A.K., Riznychuk A.I. New methods for preventing crumbling and collapse of the borehole walls // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2021, № 4, С. 17–22.
- Агзамов, Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов: учеб. пособие / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 268 с.
- Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар: Издательство «Советская Кубань», 2008. – 424 с.
- Буровой раствор, содержащий полимер, и применение полимера в буровом растворе: пат. 2388782 РФ // Каражиянни Катерина, Лабо Мари-Пьер, Деблок Элиз – 2008101542/03; заявл. 15.06.2006, опубл. 10.05.2010, бюл. № 13.
- Буянова М. Г. Разработка технологии применения и совершенствования составов модифицированного бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. Уфа – 2021. С. 190.
- Васильченко С.В. О теории и практике борьбы с разрушениями стенок скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – № 4. – С. 22–27.
- Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие под общ. ред. А.Г. Калинина / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 2000.
- Гришювец В.Ю., Давыдов Ю.С., Редкин Т.А., Николаев Л.В., Карпиков А.В. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН – 2013, № 2 (43) С. 95–102.
- Губанов В.Н., Лопатин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А.А. Книга инженера по растворам ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» под общей редакцией Добросмыслова А.С. Для специалистов в области бурения скважин. Изд. «Гарусс». Москва. 2006. 549 с.
- Егорова Е.В. Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях. Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. Филиал «Астрахань бурение» ООО «Газпром бурение» – 2010 г.

- Зайцев А.А. Исследование реологических свойств растворов ксантановой смолы и крахмала для оценки межмолекулярного взаимодействия данных реагентов в биополимерных буровых растворах. Магистерская диссертация. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2018 г.
- Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. М.: Недра, 1987.
- Ингибирующий буровой раствор для бурения в неустойчивых терригенных отложениях: пат. 2755108 РФ // Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Фаттахов М.М., Ваулин В.Г., Бакаев Е.Ю., Буянова М.Г. – 2020128054; заявл. 21.08.2020, опубл. 13.09.2021, бюл. № 26.
- Калинин Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин (курс лекций): Учебник А.Г. Калинин, Российский государственный геологоразведочный университет / Серия «Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы». – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
- Леушева Е.Л., Моренов В.А. Буровые технологические жидкости: Методические указания к лабораторным работам / Санкт-Петербургский горный университет. 2018. 52 с.
- Леушева Е.Л., Страупник И.А. Бурение нефтяных и газовых скважин: Методические указания к лабораторным работам для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / Санкт-Петербургский горный университет. 2019. 35 с.
- Литвиненко В.С. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / В.С. Литвиненко, А.Г. Калинин. – Серия «Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы». – М.: Высш. шк., 2007.
- Недолвикова Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
- Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Каменский Л.А., Федоровская В.А. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» // Технологии. Бурение и нефть – 2014, № 12, с. 24–28.
- Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.
- Пуля Ю.А., Мурадханов И.В. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учебно-методическое пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014 – 106 с.
- Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие, 2-е издание. С. 125.
- Рыбальченко Ю.М., Савенок О.В., Третьяк А.Я. Буровые промывочные жидкости: учебное пособие. – Новочеркасск: ЛИК, 2014. – 374 с.
- Третьяков И.А. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // Журнал «Трибуна ученого» – 2020, № 11, с. 122–128.
- Хвоцкин П.А., Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Конесев Г.В. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. Бурение скважин – 2015, т. 13, № 1, с. 35–44.

KEYWORDS: horizontal well, terrigenous deposits, screens, collapses, drilling mud, mud properties, polymer.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

в процессе строительства скважин в сложных горно-геологических условиях

НЕ СМОТЯ НА ТО, ЧТО ЗА ПОСЛЕДНИЕ 20 ЛЕТ БУРОВАЯ ТЕХНИКА СТАЛА БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ, НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ ПРОДОЛЖАЮТ НЕСТИ ВРЕМЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ, ВЫЗВАННЫЕ ТАКИМИ ПРОБЛЕМАМИ, КАК ПРИХВАТЫ ТРУБ, ПОТЕРЯ ОБОРУДОВАНИЯ ИЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА. СОКРАТИТЬ ЭТИ ИЗДЕРЖКИ МОЖНО БЛАГОДАРЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ПОСРЕДСТВОМ ОПТИМАЛЬНОГО СБОРА И АНАЛИЗА ДАННЫХ БУРЕНИЯ

ALTHOUGH DRILLING TECHNOLOGY HAS BECOME MORE EFFICIENT OVER THE PAST 20 YEARS, OIL COMPANIES CONTINUE TO INCUR TIME AND COST LOSSES CAUSED BY PROBLEMS SUCH AS PIPE STICKING, LOSS OF EQUIPMENT OR DRILLING FLUID. THESE COSTS CAN BE REDUCED BY PREDICTING THROUGH THE OPTIMAL COLLECTION AND ANALYSIS OF DRILLING DATA

Ключевые слова: бурение, прихват бурильных труб, строительство скважины, сложные горно-геологические условия, снижение рисков.

Кузнецова Дарья Александровна
студент

Фролова Мария Сагитовна
и.о. проректора по учебной работе, к.т.н.

Щербакова Ксения Олеговна
преподаватель кафедры СТБС

Овезов Батыр Аннамухаммедович
преподаватель кафедры СТБС

ФГБОУ ВО «Российский геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

Проблемы, связанные с прихватом бурильных и обсадных труб, являются наиболее частыми в процессе бурения и требуют больше времени для исправления. Признаки, указывающие на возможные проблемы, проявляются уже в процессе бурения. Эти сигналы возникают до того, как проблема станет очевидной, что дает возможность ее предотвратить.

Осложнения, вызванные прихватом труб, могут быть как незначительными, ведущими

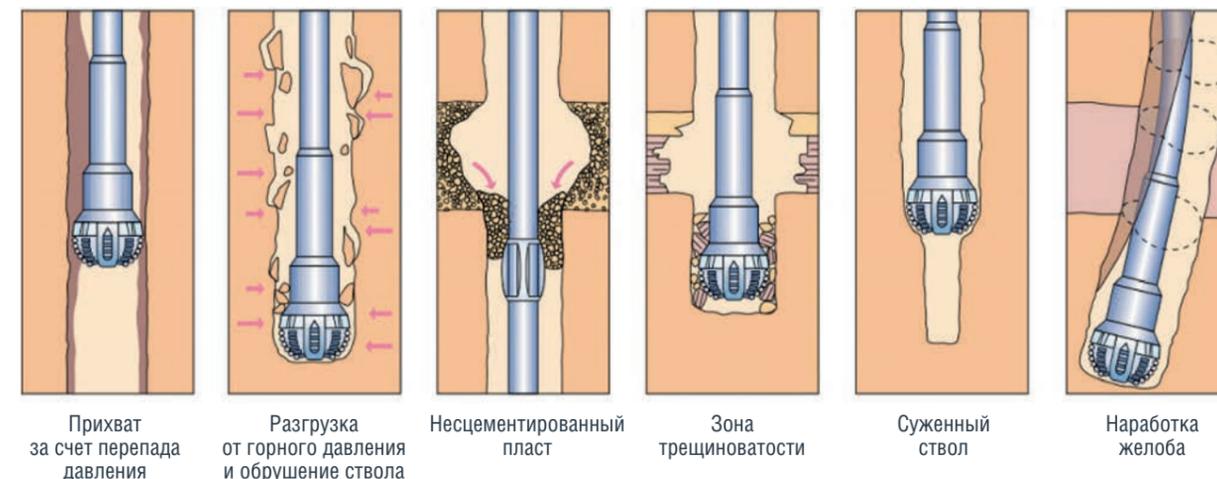
лишь к небольшому увеличению стоимости бурения, так и серьезными, которые могут стать причиной потери бурильного инструмента или привести к ликвидации самой скважины.

Способ ликвидации прихвата зависит от вида прихвата и обусловлен причинами возникновения данного осложнения, поэтому для выбора правильного способа ликвидации прихвата ликвидации, важно разобраться в причинах осложнения (рис. 1) [2].

Сегодня существует несколько точек зрения на природу возникновения прихвата. В своих опытах В.С. Баранов исследовал кинетику изменения прочности и влажности фильтрационной корки в зоне сдвига и установил, что нижние слои корки (прилегающие к поверхности, на которой отлагается корка) обладают большей плотностью и прочностью, чем верхние. В нижних слоях корки непрерывное постепенное уплотнение и отжимание содержащейся в них воды обуславливает не только резкое уменьшение проницаемости при высоких перепадах давления и под действием фактора времени, но и увеличивает их сопротивление сдвигу.

УДК 622.24.053.6

РИС. 1. Осложнения и аварии



Верхняя же часть корки остается более обводненной, обладает весьма малой механической прочностью и меньшим сопротивлением сдвигу [3].

Нарушение устойчивости горных пород, помимо непосредственного вызова неожиданного или мгновенного прихвата (например, при сильных осыпях, обвалах, вытекания горных пород), может косвенно способствовать прихвату инструмента, вызывая, с течением времени, набухание или сужение ствола, осыпи, образование каверн и т.д. Незначительные, труднофиксируемые осыпи пород при недостаточной очистке бурового раствора могут приводить к его загрязнению, а плохие реологические свойства – к ухудшению очистки ствола и забоя скважины, что опосредованно увеличивает вероятность возникновения и силу прихвата, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Поэтому вопрос качественной очистки скважин от шлама и предупреждения, тем самым, осложнений и прихватов бурильных труб и инструмента уделяется большое внимание.

Многие исследователи возникновения прихвата связывают с перепадом давления, обусловленным разностью между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением в интервалах залегания проницаемых пород. В некоторых работах высказывается мнение, что прихваты возникают путем воздействия на трубы полной величины гидростатического давления при их полном контакте

со стенками скважины (явление, подобное прижатию подводной лодки ко дну океана). Контакт колонны трубы с фильтрационной коркой вызывает ее деформацию с течением времени под действием прижимающих сил, возникающих от нормальной составляющей веса колонны к плоскости контакта, и, особенно, перепада давления. Деформация корки также будет происходить из-за увеличения абсолютного значения гидростатического давления в скважине. Это означает, что начальная плотность корок, отложившихся на большей глубине, будет выше.

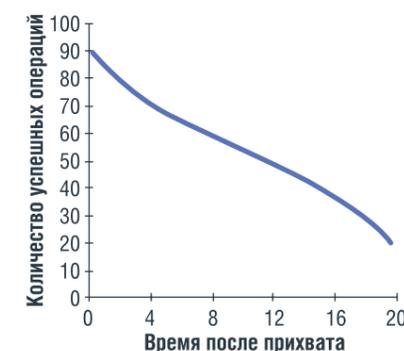
Степень деформации фильтрационной корки, согласно экспериментальным данным, закономерно меняется в зависимости от нагрузки и времени. Наибольшая деформация корки происходит в первые 15–20 минут контакта с трубой. В дальнейшем интенсивность деформации снижается и максимальное вдавливание достигается уже через 60 минут контакта. Повышение ΔP до 5 МПа и более существенно не укрепляет структуру корки. Следовательно, в этой области перепадов давления достигается близкое к предельному уплотнению корки [4].

Для быстрой ликвидации возникшего прихвата и предупреждения осложнений при проходке прихватоопасных интервалов рекомендуется включать в КНБК специальный ясс – гидроударник, приводимый в действие в случае возникновения прихвата.

Яссы предназначены для освобождения прихваченного в скважине бурового инструмента. Освобождение происходит в результате нанесения ударов по месту прихвата.

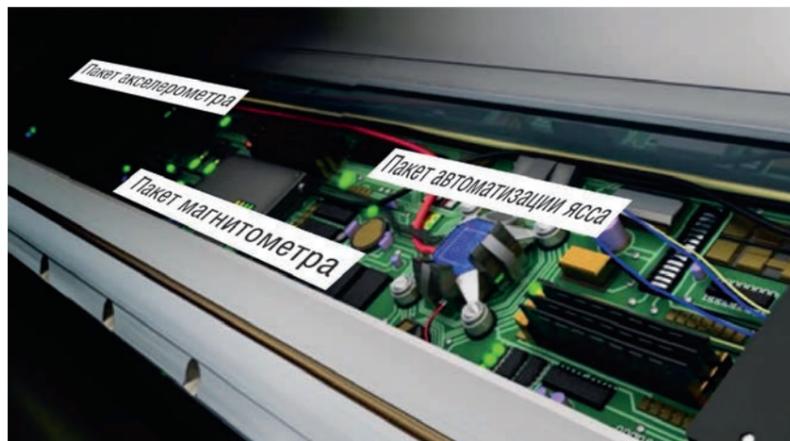
Для получения максимальной эффективности, ясс необходимо размещать как можно ближе к месту ожидаемого прихвата, но не менее чем в двух УБТ (утяжеленные бурильные трубы) над верхним стабилизатором. При прихвате под воздействием перепада давлений ясс устанавливают как можно выше в КНБК.

РИС. 2. Эффективность применения яссов



Яссы, конечно, не уменьшают количество прихватов, но они оказывают непосредственное влияние на застрявшую область. Согласно результатам исследований, в период от 0 до 6 часов после прилипания колонна была выпущена в 57% случаев. В период с 6 до 18 часов успешный исход снижается до 39% (рис. 2).

РИС. 3. Автоматическое принятие решений в процессе бурения



Также необходимо учитывать геологические условия и угол кривизны скважины. Все это говорит о перспективе внедрения автоматического принятия решения для активизации ясса (рис. 3). Во время бурения есть признаки, которые могут быть связаны с причинами возникновения осложнений. Эти признаки возникают до прихвата и могут быть использованы для принятия решения до возникновения аварийной ситуации.

Предлагается применять метод FMEA (англ. Failure Mode and Effects Analysis), который был разработан в 50-х годах XX века и сначала применялся для авиационной и космической техники. В настоящее время он широко используется в секторах с высоким уровнем риска, таких как аэрокосмическая и оборонная промышленность.

FMEA – это процедура, с помощью которой проводится анализ всех возможных ошибок системы и определения результатов или эффектов на систему с целью классификации всех ошибок относительно их критичности для работы системы.

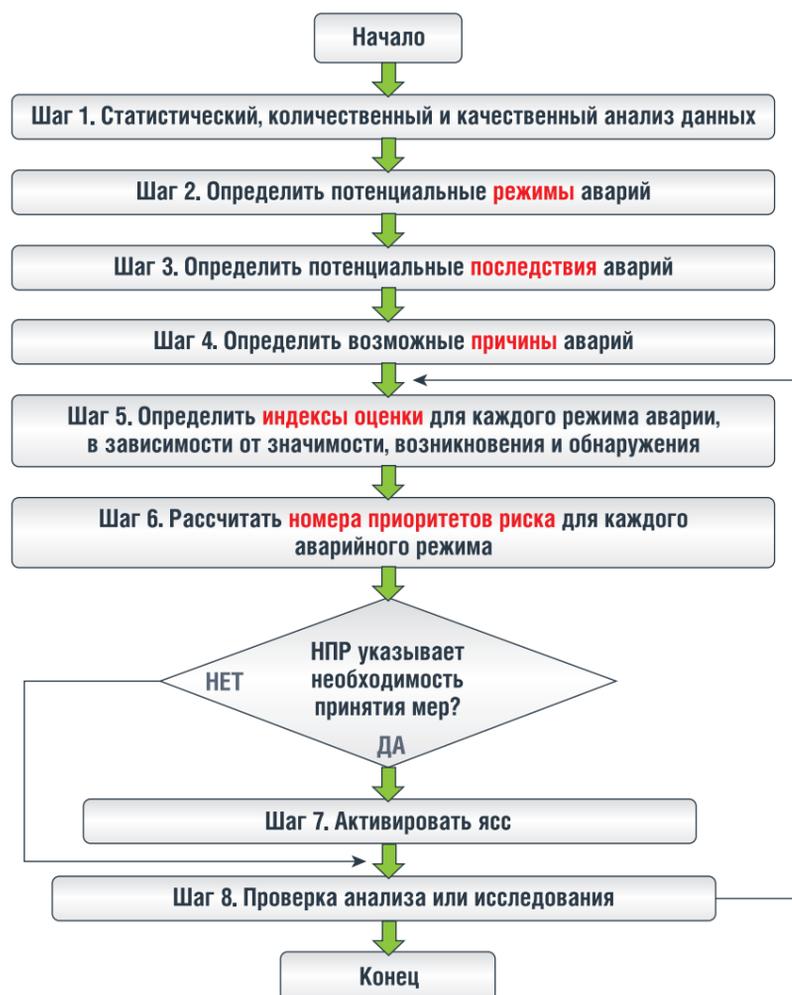
Количественные оценки значимости, возникновения и обнаружения потенциальных несоответствий или их причин определяются на основе статистических данных с помощью соответствующих типовых шкал (от 1 до 10).

Расчет числа приоритетов риска для каждого аварийного режима используется следующий алгоритм:

$$\text{НПР} = 3 * \text{В} * \text{О}$$

Номер приоритета риска (НПР): это математический продукт между индексом значимости (З), возникновения (В) и обнаружения (О). Результирующее значение может варьироваться от 1 до 1000, где 1000 соответствует

РИС. 4. Блок-схема методологии FMEA



наибольшему потенциалу риска. С помощью этого метода можно создать структурные связи причин и следствий для каждого из признаков, в результате можно определить сигналы, которые в наибольшей степени связаны с каждым типом проблемы прихвата труб. Схема процедуры для метода FMEA показана ниже.

Во время бурения есть признаки, которые могут быть связаны с причинами и следствием определенных проблем и осложнений, эти сигналы возникают до самой проблемы и могут быть исправлены до возникновения опасной ситуации. Таким образом, чтобы связать эти сигналы с наиболее вероятным типом проблемы, будем использовать метод FMEA, аналогично с целью прогнозирования осложнения на основе идентифицированных сигналов, будем применять метод ARIMA.

Модель ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) – это один из наиболее распространенных методов анализа и прогнозирования временных рядов. Эта модель позволяет обработать данные временного ряда, чтобы лучше понять этот ряд или предсказать его развитие.

ARIMA использует три основных параметра (p, d, q), которые выражаются целыми числами. Потому модель также записывается как ARIMA (p, d, q). Вместе эти три параметра учитывают периодичность, тенденцию в наборах данных.

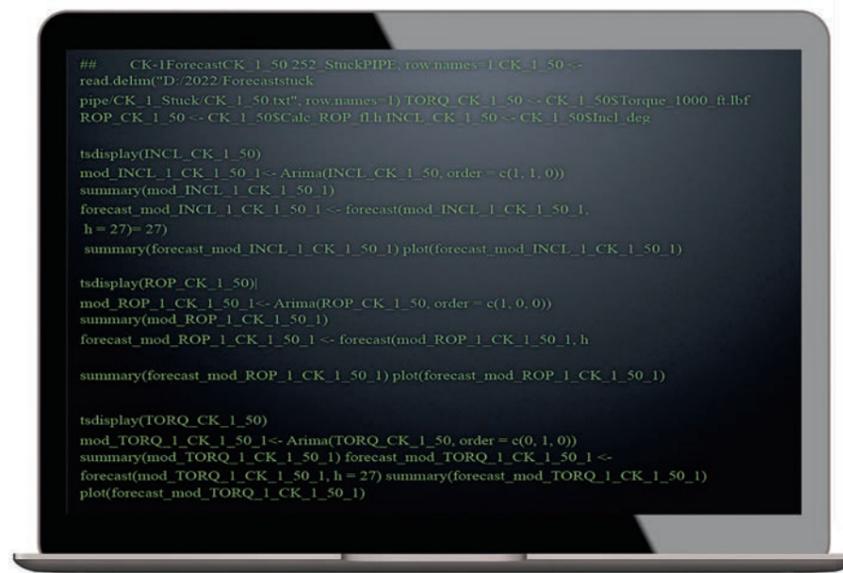
Для отслеживания периодичности используется периодическая модель ARIMA – ARIMA (p, d, q) (P, D, Q) s. Здесь (p, d, q) – непериодические параметры, а (P, D, Q) применяются к периодической составляющей временного ряда. Параметр s определяет периодичность временного ряда.

Процедура анализа по методу ARIMA состоит из следующих этапов:

- сбор данных по времени;
- предварительный исследовательский анализ и выбор параметров исследования;
- моделирование параметров (рис. 5);
- оценка и анализ результатов. Моделирование информации выполняется с помощью программы Rstudio.

Можно предсказать поведение скважины задолго до начала осложнений. С применением метода FMEA осложнения прихвата бурильных труб были разделены на 7 подкатегорий в зависимости от типа причины, кроме того, установлено

РИС. 5. Код программирования ARIMA



33 признака, связанных с причиной и следствием определенных осложнений (таб. 1).

По данным уровням риска можно принять решение, когда необходимо активировать ясс.

Лучшим способом предотвращения риска прихвата труб является использование двух методов, потому что благодаря результатам метода FMEA возможно идентифицировать признаки и прогнозировать тип осложнений, которые могут возникнуть с применением модели ARIMA.

Грамотная оценка риска потенциальных осложнений сводит возникновение прихватов к минимуму. Благодаря революции больших данных, оптимизация затрат по-прежнему имеет большой потенциал в буровых работах.

Во время бурения есть признаки, которые могут быть связаны с возникновением аварийных ситуаций. Эти признаки возникают до прихвата и могут быть использованы для принятия решения до возникновения аварийной ситуации. ●

Литература

1. Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях. Часть 1. Аварии, их предупреждение и ликвидация: курс лекций. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1995. – 60 с.
2. Предупреждение и ликвидация осложнений, аварий и брака при строительстве скважин. И.Г. Яковлев, В.П. Овчинников, А.Ф. Семенов, Т.М. Семенов, – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014
3. Баранов В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. М.: Гостехиздат, 1955. – 552 с.
4. Основа нефтегазопромыслового дела: Учебник для вузов обучение по направлению «Нефтегазовое дело», рек. МО РФ В.И. Кудинов – М.: Ижевск: ин-т компьютерных исследований: УдГУ, 2004 – 727 с.
5. Нескоромных В.В. Бурение скважин: учеб. пособие для вузов / В.В. Нескоромных. М-во образования и науки РФ. Сиб. федер. ун-т, Сиб. эксперт. клуб. – М.: ИНФРА-М, Красноярск: СФУ, 2015. – 351 с.
6. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов, обуч. по спец. «Бурение нефтяных и газовых скважин». Рек. МО РФ А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов [и др.]: под общ. ред. А.И. Спивакова. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 2007.

ТАБЛИЦА 1. Оповещения по уровню риска

Рассчитанное изменение	УРОВЕНЬ РИСКА		
	низкий	средний	высокий
ROP	менее 1	от 1 до 3	больше 3
TORQUE	менее 0,96	от 0,96 до 1,05	больше 1,05
INCL	менее 0,9	от 0,9 до 1	больше 1

KEYWORDS: drilling, taking drill pipes, well construction, difficult mining and geological conditions, risk reduction.

С днем работников
нефтяной и газовой
промышленности!



30 ЛЕТ СОЮЗУ КОСМОСА И ЭНЕРГЕТИКИ

Спутниковые телекоммуникационные
и геоинформационные технологии для

- нефтегаза
- государства
- бизнеса
- медиа
- населения



МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Методики исследования

В РАБОТЕ КРАТКО ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ПАРАФИНОМ КАК ОДНОГО ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНОВ. ОПИСЫВАЮТСЯ МЕХАНИЗМЫ, ПОТЕНЦИАЛЬНО ВЛИЯЮЩИЕ НА ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА, А ИМЕННО: МОЛЕКУЛЯРНАЯ ДИФфуЗИЯ, СДВИГОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ГРАВИТАЦИОННОЕ ОСАЖДЕНИЕ, БРОУНОВСКОЕ ДВИЖЕНИЕ И ТЕРМОДИФфуЗИЯ. ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ СТАТЬИ ЯВЛЯЕТСЯ РАССМОТРЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА, С УКАЗАНИЕМ ИХ ПРЕИМУЩЕСТВ И НЕДОСТАТКОВ

THE PAPER BRIEFLY PRESENTS THE MAIN METHODS FOR DETERMINING THE SATURATION TEMPERATURE OF OIL WITH PARAFFIN AS ONE OF THE KEY PARAMETERS OF OIL WITH A HIGH CONTENT OF PARAFFINS. THE MECHANISMS POTENTIALLY INFLUENCING THE FORMATION OF PARAFFIN DEPOSITS ARE DESCRIBED, NAMELY: MOLECULAR DIFFUSION, SHEAR ACTION, GRAVITATIONAL SETTLING, BROWNIAN MOTION AND THERMAL DIFFUSION. THE MAIN PURPOSE OF THE ARTICLE IS TO REVIEW THE EXISTING INSTALLATIONS USED TO STUDY THE PROCESS OF FORMATION OF PARAFFIN DEPOSITS, INDICATING THEIR ADVANTAGES AND DISADVANTAGES

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, температура насыщения нефти парафином, циркуляционная установка, холодный стержень.

Коробов Григорий Юрьевич

доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.

Парфенов Дмитрий Викторович

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

Современный этап развития нефтегазовой отрасли характеризуется существенным осложнением добычи углеводородного сырья вследствие увеличения доли трудноизвлекаемых запасов в общей структуре, требующих повышения капитальных и эксплуатационных затрат. К данной группе относят и запасы залежей с низкой разницей между пластовой температурой и температурой застывания парафина и смол [3]. В случае добычи парафинистой и высокопарафинистой нефти эта особенность приводит к осложнениям, связанным с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), на всех этапах добычи и транспортировки нефти: в продуктивном пласте, в добывающих скважинах, в выкидных линиях, в трубопроводах и в резервуарах.

Наиболее частой и серьезной является проблема образования отложений парафина, при этом их формирование представляет собой сложное явление, которое включает в себя протекание различных процессов [1]. Недостаточное понимание принципов образования парафиновых АСПО приводит к ошибочному выбору способов борьбы с ними.

Процесс образования отложений парафина

Нефть является уникальной сложной смесью, которая содержит углеводороды разных классов, высокомолекулярные неуглеводородные и минеральные соединения. Также при эксплуатации нефтяных скважин в добываемой продукции может присутствовать значительное количество

механических примесей. В процессе добычи нефти неизбежно происходят изменения термобарических условий, что приводит к формированию отложений тяжелых компонентов нефти, таких как парафины, церезины, асфальтены и смолы [22, 29].

Двумя основными условиями возникновения парафиновых АСПО можно назвать:

- присутствие в добываемой продукции асфальтосмолопарафиновых веществ, способных к осаждению;
- снижение температуры потока до температуры насыщения нефти парафином, при которой появляются первые его кристаллы (образование твердых частиц приводит к помутнению жидкости, поэтому также применяется термин «температура помутнения») [11].

При этом в зависимости от принципа формирования отложений выделяют:

- осадочно-объемную теорию, согласно которой кристаллы парафина образуются в объеме потока и постепенно оседают на внутренней поверхности оборудования;
- кристаллизационно-поверхностную теорию, согласно которой кристаллизация парафина происходит непосредственно на поверхности оборудования;
- смешанный принцип возникновения парафиновых АСПО [2].

На сегодняшний день большая часть научного сообщества придерживается смешанного принципа возникновения парафиновых отложений, поскольку накопление твердых частиц парафина на поверхности нефтепромыслового оборудования обуславливается совокупностью различных физических процессов. Данные процессы принято называть механизмом образования отложений. К общепринятым механизмам, потенциально влияющим на образования парафиновых отложений на поверхности промыслового оборудования, относятся: молекулярная диффузия, сдвиговые воздействия (сдвиговая дисперсия и сдвиговое удаление), термодиффузия, гравитационное осаждение, броуновское движение.

Независимо от режима течения продукции вблизи стенки всегда существует ламинарный подслой, при этом, в совокупности с низкой температурой поверхности оборудования, в пристеночном слое возникает радиальный температурный градиент – температура потока снижается по направлению к стенке трубы. Таким образом, в зонах потока, где температура нефти меньше значения температуры насыщения ее парафином, происходит его кристаллизация. Соответственно, возникает радиальный градиент концентрации растворенного парафина, что приводит к его

молекулярной диффузии из объема потока, с более высоким содержанием растворенного парафина, к стенке трубы, где растворимость парафина в нефти меньше [6].

Сдвиговая дисперсия описывает механизм образования отложений за счет уже сформировавшихся кристаллов парафина, оседающих на внутренней поверхности трубы. В зонах ламинарного течения мелкие взвешенные частицы способны подвергаться боковому перемещению за счет совокупности подъемных сил, действие которых суммарно может способствовать переносу частиц парафина к внутренней поверхности трубы. Таким образом, кристаллы парафина будут смещаться к стенке и закрепляться из-за низкой скорости потока в ламинарном пристеночном слое [7]. Сдвиговое удаление подразумевает отрыв кристаллов парафина или отслаивание части от уже образовавшихся отложений при условии, когда напряжение сдвига поверхности превышает структурную прочность отложений.

Гравитационное осаждение твердых частиц парафина, происходящее под действием силы тяжести, броуновское движение, способствующее перемещению мельчайших кристаллов парафина за счет хаотичных столкновений их с молекулами нефти, и термодиффузия, подразумевающая перемещение крупных молекул в области с пониженной температурой, а мелких в более теплые зоны, также могут способствовать образованию отложений парафина [6].

При добыче нефти на протекание физических процессов, способствующих образованию парафиновых отложений, влияют различные факторы, связанные со свойствами горной породы, составом продукции, характеристиками оборудования, а также с параметрами разработки месторождения и эксплуатации конкретных скважин [32].

На сегодняшний день большая часть научных работ указывает на то, что молекулярная диффузия вносит основной вклад в процесс образования отложений парафина. При этом многие модели не учитывают термодиффузию, эффект гравитационного осаждения, броуновское движение, поскольку их влияние считается несущественным. Однако в последнее время все больше внимания уделяется изучению всех потенциальных механизмов и вопросу пересмотра их вклада в процесс образования отложений парафина.

Методы определения температуры насыщения нефти парафином

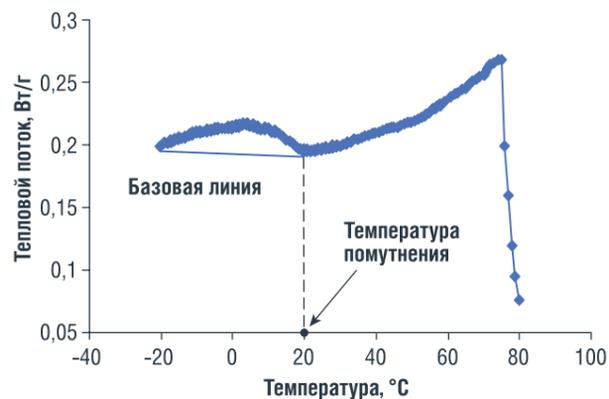
Основными методами определения температуры насыщения нефти парафином являются: дифференциально-сканирующая калориметрия (ДСК), кросс-поляризованная микроскопия, реологические методы [11, 28].

Метод дифференциально-сканирующей калориметрии основан на изменении общей теплоемкости системы при фазовом переходе из жидкого состояния в твердое. Принцип экспериментальной методики основывается на измерении во времени и соотношении тепловых потоков, направляемых на исследуемый образец и эталонный, с поддержанием одинаковой температуры в процессе охлаждения.

УДК 551 : 622.276.72



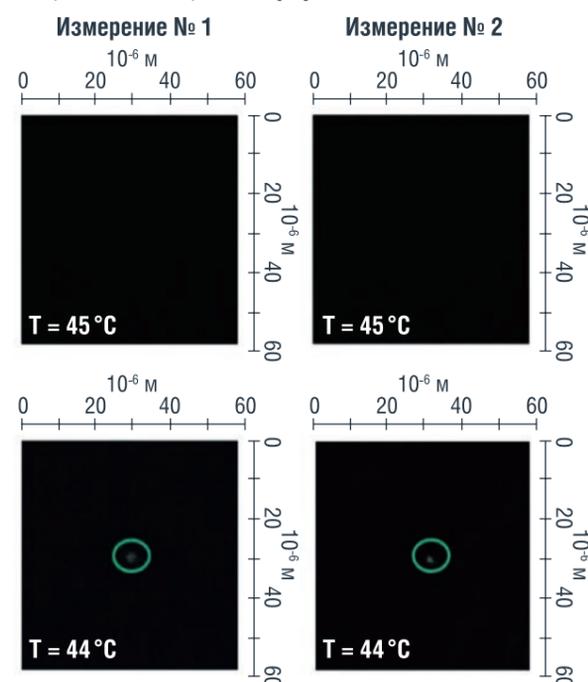
РИС. 1. Зависимость теплового потока от температуры образца (кривая ДСК) [35]



Кривая теплового потока, подаваемого на исследуемый образец, отклоняется от эталонной линии, образуя пик теплового потока из-за выделения тепла в процессе фазового перехода (рисунок 1). В процессе кристаллизации растворенного парафина постепенно снижается количество выделяемой теплоты, и, соответственно, со временем обе кривые начинают совпадать снова. Точка температуры на кривой теплового потока, в которой начинается отклонение от базовой линии, соответствует температуре помутнения [35].

Кросс-поляризованная микроскопия позволяет визуально отследить зародышеобразование и рост кристаллов парафина в пробе нефти. Данный метод основывается на фиксации изменения поляризации света, пропускаемого через исследуемую жидкость и поляризационные фильтры прибора. При отсутствии твердых частиц парафина поляризованный свет блокируется, однако в процессе охлаждения

РИС. 2. Измерение температуры помутнения методом кросс-поляризованной микроскопии [10]

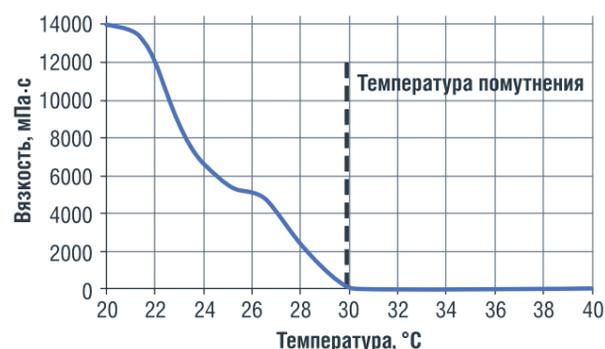


образующиеся кристаллы способствуют расщеплению луча света и отображаются на однотонном фоне в связи с изменением интенсивности светового потока, проходящего через анализатор прибора [17]. Преимуществом данного метода является тот факт, что это прямой метод определения наличия кристаллов парафина.

Изменение реологических свойств в зависимости от температуры применяется как косвенный метод определения температуры насыщения нефти парафином, которой соответствует температура в точке начала роста интенсивности увеличения вязкости

На рисунке 2 представлены результаты измерений температуры помутнения методом кросс-поляризованной микроскопии, проведенных в работе [10]. Полученные изображения позволяют визуально отследить момент появления первых кристаллов парафина и определить соответствующую температуру (в данном исследовании температура помутнения составляет 44 °С).

РИС. 3. Вязкостно-температурная зависимость парафинсодержащего раствора [28]



Образование твердых частиц парафина в нефти способствует повышению ее вязкости [8]. Соответственно, изменение реологических свойств в зависимости от температуры применяется как косвенный метод определения температуры насыщения нефти парафином, которой соответствует температура в точке начала роста интенсивности увеличения вязкости. Данный метод является одним из самых доступных и простых в применении методов определения температуры насыщения нефти парафином, при этом использование специальных реометров позволяет проводить измерения в условиях высоких давлений [35]. Результаты реологических исследований, проведенных в работе [28], представлены на рисунке 3. Полученная в процессе охлаждения пробы зависимость вязкости от температуры позволила авторам определить температуру помутнения исследуемого парафинсодержащего раствора, которая составила 30 °С.

В то время как дифференциально-сканирующая калориметрия и реологический метод требуют, чтобы парафин кристаллизовался в достаточном количестве до того, как свойства нефти изменятся настолько, чтобы можно было обнаружить фазовый переход, кросс-поляризованная микроскопия позволяет проводить прямое визуальное наблюдение на микроскопическом уровне.

Существуют также и другие методы определения температуры насыщения нефти парафином. Измерение свето-пропускающей способности пробы позволяет определить момент начала кристаллизации парафина за счет значительного снижения мощности проходящего света. Этот метод также позволяет проводить измерения при высоком давлении [34]. Применение ультразвукового воздействия заключается в измерении частоты испускаемой волны после прохождения через исследуемую жидкость. Образовавшиеся кристаллы парафина способствуют увеличению замеряемого показателя [16]. Метод закупорки фильтра позволяет определить температуру насыщения нефти парафином за счет появления перепада давления на фильтре, который может быть вызван перекрытием каналов фильтрации образовавшимися кристаллами. Инфракрасная спектроскопия с преобразованием Фурье определяет точку помутнения путем измерения рассеяния энергии, связанного с затвердеванием парафина [21]. Для изучения прозрачной жидкости может применяться обычное визуальное наблюдение. За температуру насыщения нефти парафином принимается момент охлаждения, при котором становятся заметны первые кристаллы.

Метод «Холодного стержня» – самый распространенный. Принцип работы установок состоит в погружении металлических трубок, охлажденных внутренним потоком жидкости, в емкость с пробой нефти, к которой подводится тепло. Таким образом, установка позволяет создавать температурный градиент между поверхностью трубки, и пробой нефти

Данный метод не обладает высокой точностью [28]. Метод рассеивания в ближнем ИК-диапазоне основан на измерении коэффициента поглощения инфракрасного излучения кристаллами парафина, что позволяет определять момент начала образования твердых частиц с большей точностью по сравнению с кросс-поляризованная микроскопия [24]. Также для определения момента появления твердого парафина в растворе может применяться ядерный магнитный резонанс (ЯМР). Данный метод рассматривается как дополнение популярным методам кросс-поляризованной микроскопии и дифференциально-сканирующей калориметрии при исследовании характера осаждения парафина [27].

Указанные методы определения температуры насыщения нефти парафином имеют преимущества и недостатки, поэтому рекомендуется использовать несколько технологий вместе в зависимости от заданных условий [11].

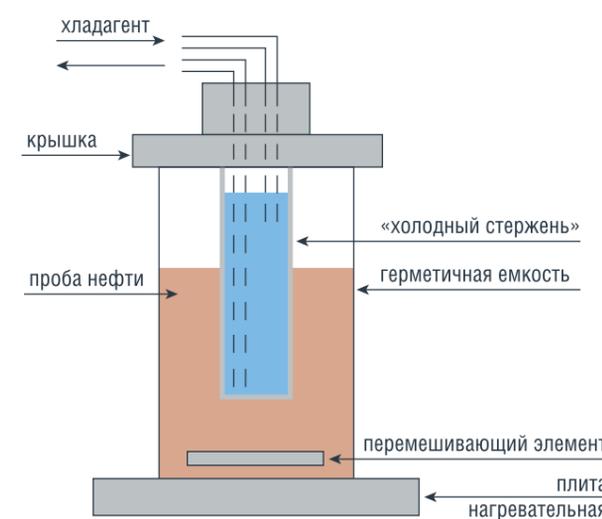
Авторами работы [28] были проведены исследования по определению температуры насыщения нефти парафином в поровом пространстве горной породы. Метод заключается в измерении градиента давления при фильтрации модельного раствора в условиях непрерывного снижения температуры. При достижении температуры насыщения нефти парафином, образующиеся зародыши кристаллов, соизмеримые с размерами пустот, начинают создавать дополнительное сопротивление потоку. Таким образом, температура помутнения соответствует точке изгиба кривой зависимости градиента давления от температуры. Результаты фильтрационных и реологических исследований в работе [28] показали, что начало кристаллизации парафина в поровом пространстве происходит на несколько градусов выше, чем в свободном объеме.

Температура помутнения нефти может быть спрогнозирована на основании математических расчетов. В работе [26] представлена модель расчета температуры насыщения нефти парафином, которая учитывает зависимости параметров растворимости отдельных компонентов в жидкой и твердой фазах от температуры, а также молярные объемы отдельных компонентов.

Методы исследования процесса образования отложений парафина

Исследованию явления отложения парафина на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования посвящено большое количество научных трудов, поскольку более детальное понимание данного процесса позволяет подобрать эффективный способ борьбы с данным осложнением. Опыт проведения экспериментальных исследований показал, что результаты существенно зависят от их методики [14].

РИС. 4. Принципиальная схема установки «Холодный стержень»



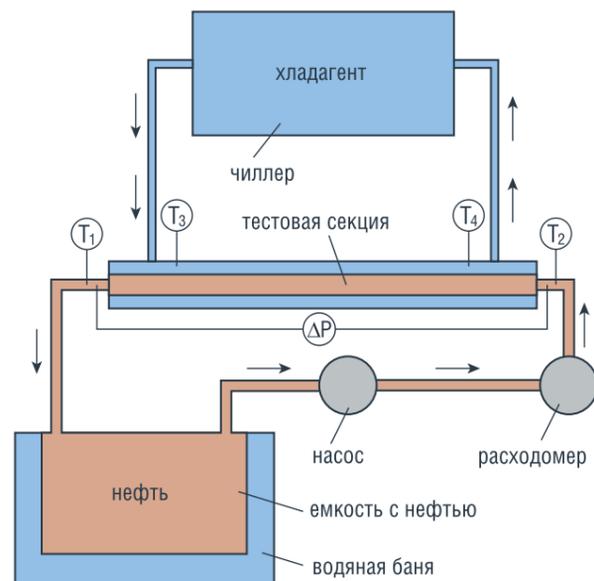
Наиболее распространенным и простым методом исследования процесса образования отложений парафина является метод «Холодного стержня» [25]. Общий принцип работы существующих установок «Холодный стержень» заключается в погружении

металлических трубок, которые охлаждаются внутренним потоком жидкости до требуемых условий, в емкость с пробой исследуемой нефти, к которой, в свою очередь, подводится тепло для поддержания определенной температуры. На рисунке 4 изображена принципиальная схема установки «Холодный стержень». Таким образом, данная установка позволяет создавать температурный градиент между поверхностью трубки, имитирующей поверхность нефтепромыслового оборудования, и пробой нефтью.

Достоинством данного метода помимо простоты также является небольшой объем пробы, требуемый для исследования [12], при этом авторы работы [15] указывают на возможность возникновения эффекта истощения нефти. Главным недостатком метода «Холодный стержень» является то, что в нем не учитываются сдвиговые воздействия, которые присутствуют в промысловых условиях при течении продукции. С целью имитации течения жидкости установка может быть совмещена с ротационным реометром, или могут применяться перемешивающие элементы [25]. Однако в работе [15] отмечается, что конструкция и принцип работы установок «Холодный стержень» могут влиять на результаты исследований. Авторы указывают на эффект донного перемешивающего устройства, который заключается в том, что напряжения сдвига, действующие в верхней части стержня, при определенных условиях могут быть значительно меньше, чем в нижних частях холодного стержня. В работе [14] также отмечается недостаток метода «Холодный стержень», которые отсутствуют при проведении исследований на циркуляционной установке.

Циркуляционная установка в литературе также обозначается как установка кольцевого или замкнутого контура потока [10, 30]. Принципиальная схема данных стендов (рисунок 5) включает в себя два замкнутых контура потока. В первом циркулирует исследуемая нефть, которая нагревается в резервуаре до требуемой температуры. Второй контур предназначен для жидкости, которая имитирует охлаждение внутренней стенок нефтепромыслового

РИС. 5. Принципиальная схема циркуляционной установки



оборудования. Тестовая часть циркуляционной установки представляет собой конструкцию «труба в трубе»: по внутренней трубе течет исследуемая жидкость, а в межтрубном пространстве охлаждающая жидкость [23]. В циркуляционной установке объем исследуемой жидкости регулярно перемешивается и циркулирует по системе, предотвращая ее переохлаждение, а режим течения максимально приближен к реальным условиям [14].

Для исследования процесса образования отложений применяются установки замкнутого контура потока различных конфигураций: с разным живым сечением потока исследуемой жидкости, с прямой и изогнутой тестовой секцией, с горизонтальной и вертикальной ориентацией, с возможностью наблюдать отложения парафина в ходе выполнения эксперимента

Для исследования процесса образования отложений применяются установки замкнутого контура потока различных конфигураций: с разным живым сечением потока исследуемой жидкости [23], с прямой и изогнутой тестовой секцией [20], с горизонтальной и вертикальной ориентацией [4], с возможностью непосредственно наблюдать отложения парафина в ходе выполнения эксперимента [18]. Разнообразие циркуляционных установок позволяет исследовать механизмы образования парафиновых АСПО и оценивать технические и технологические факторы интенсивности формирования отложений парафина с учетом более широкого перечня условий протекания эксперимента.

Ключевым параметром, определяемым при проведении лабораторных исследований на циркуляционной установке, является толщина образовавшихся отложений. Ее изменение позволяет оценивать интенсивность формирования АСПО при конкретных условиях.

Наиболее распространенным способом мониторинга толщины отложений является метод измерения перепада давления на тестовом участке трубы. Данный способ основан на том, что по мере накопления отложений парафина уменьшается площадь живого сечения потока, что в свою очередь приводит к увеличению потерь давления на трение [31]. Таким образом, измерение разницы давлений на входе и выходе тестовой части трубы позволяет рассчитать среднюю толщину отложения парафина исходя из равенства, представленного в работе [9]:

$$(D - 2\delta)^{5-n} = \frac{2c\rho L}{\Delta P_{mp}} \left(\frac{\mu}{\rho}\right)^n \left(\frac{4Q}{\pi}\right)^{2-n}, \quad (1)$$

где δ – толщина отложений парафина, м;
 D – внутренний диаметр трубы, м;
 ρ – плотность исследуемой жидкости, кг/м³;
 L – длина тестового участка трубы, м;
 ΔP_{mp} – потери давления на трение на тестовом участке, Па;

μ – вязкость исследуемой жидкости, Па·с;
 Q – объемный расход жидкости, м³/с;
 c – безразмерный коэффициент трения;
 n – степенной показатель потока (при ламинарном течении $c = 16$; $n = 1$, при турбулентном течении $c = 0,046$; $n = 0,2$).

Применения метода перепада давления подразумевает следующие допущения: свойства исследуемой жидкости не изменяются, шероховатость поверхности считается постоянной, пространственное распределение образовавшихся отложений происходит равномерно. Основным достоинством данного метода определения толщины отложений парафина является то, что расчет параметра может осуществляться во время проведения эксперимента, и не требует прекращения циркуляции исследуемой жидкости.

Толщина отложений парафина также может быть рассчитана, исходя из массы образовавшихся АСПО. После завершения эксперимента необходимо слить остатки исследуемой жидкости из тестового участка трубы и собрать с помощью скребка твердые отложения парафина. Полученное при взвешивании значение массы и измеренная средняя плотность отложений позволяют рассчитать толщину слоя твердого парафина при допущении равномерного распределения отложений на внутренней поверхности трубы [13]:

$$\delta = \frac{D}{2} - \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 - \frac{M_{омл}}{L\pi\rho_{омл}}}, \quad (2)$$

где δ – толщина отложений парафина, м;
 D – внутренний диаметр трубы, м;
 $M_{омл}$ – масса отложений, кг;
 L – длина тестового участка трубы, м;
 $\rho_{омл}$ – плотность отложений парафина, кг/м³.

Объем образовавшихся отложений парафина может быть определен методом вытеснения жидкости, который заключается в сравнении внутреннего объема тестового участка трубы до эксперимента и после формирования АСПО. Исходя из полученной разницы объемов жидкости, используемой для определения внутреннего объема, рассчитывается средняя толщина отложений парафина на поверхности трубы [30].

По мере накопления отложений парафина теплопередача между потоками исследуемой и охлаждающей жидкостями уменьшается, поскольку парафина обладает довольно низкой теплопроводностью, и, соответственно, образовавшийся слой отложений выступает в роли теплоизоляции [13]. Данный эффект потенциально может использоваться с целью мониторинга толщины отложений АСПО за счет фиксации изменения температуры исследуемой жидкости при прохождении через тестовый участок трубы и соотношения со значениями температуры охлаждающей жидкости. Однако исследования теплопроводности парафиновых отложений указывают на существенную зависимость данного показателя от состава самих АСПО. Поскольку содержание и плотность отложений парафина изменяется со временем, тепловой метод не может применяться для определения толщины АСПО с высокой точностью [32].

В работе [13] для определения толщины отложений парафина была применена лазерная установка

с камерой для фиксации проекции лазерных лучей. Данный метод заключается в сравнении полученных снимков проекции лучей с калибровочными случаями для серии чистых труб с известными диаметрами и дальнейшем обработкой полученных изображений с целью определения конкретных значений толщины отложений. Главным достоинством метода лазерного измерения является то, что он позволяет учитывать пространственное распределение отложений по окружности сечения трубы.

С целью определения толщины образовавшихся АСПО также могут применяться специальные толщинометры для невысохших пленок. Данные приборы позволяют производить прямое измерение толщины отложений парафина путем ввода устройства внутрь тестового участка трубы при отсутствии циркуляции исследуемой жидкости [20, 23].

Опыт применения различных способов определения толщины отложений парафина при лабораторных исследованиях на циркуляционных установках показывает близость значений, полученных описанными выше методами [13, 20, 23]. Однако каждый из указанных способов имеет некоторые недостатки и ограничения, поэтому рекомендуется использовать несколько методов для проверки приемлемости результатов.

Каждый способ имеет недостатки и ограничения, поэтому рекомендуется использовать несколько методов для проверки приемлемости результатов

Помимо «Холодного стержня» и циркуляционной установки для изучения процесса образования отложений парафина может использоваться система Куэтта-Тейлора. Общая схема установки исследования процесса образования парафиновых АСПО, работающей по принципу системы Куэтта-Тейлора, включает в себя два цилиндра. Внешний полый цилиндр представляет собой емкость, в которой располагается исследуемая жидкость, в которую, в свою очередь, погружается внутренний сплошной цилиндр установки. В сравнении с «Холодным стержнем» моделирование гидродинамической характеристики сдвига осуществляется за счет вращения одного из цилиндров, при этом тепловые параметры поверхности осаждения и исследуемой жидкости устанавливаются аналогично. Существуют установки, где внутренний цилиндр статичен и выступает в роли поверхности для формирования отложений парафина, в свою очередь внешний вращается с фиксированной скоростью, так и стенды, где АСПО осаждается на внутренней поверхности статичного наружного цилиндра. Данный принцип имитации реального течения продукции обеспечивает отсутствие некоторых недостатков, характерных для метода «Холодного стержня», которые были указаны ранее. Соответственно, при сопоставимом уровне простоты проведения исследований на установке системы Куэтта-Тейлора и на «Холодном стержне», применение первой выглядит предпочтительнее [19].

Установку «Холодный диск» [5], систему параллельных пластин [33] можно назвать модификациями «Холодного стержня» и циркуляционной установки,

соответственно. В первом случае основным отличием является элемент, выступающий в роли поверхности для формирования отложений – диск или пластина. Особенностью же системы параллельных пластин является площадь сечения тестового участка, форма поверхности, где образуются отложения, и область ее охлаждения.

Выводы

1. Процесс образования отложений парафина на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования представляет собой сложное явление, для объяснения которого используют такие механизмы как молекулярная диффузия, термодиффузия, сдвиговое воздействие, гравитационное осаждение и броуновское движение. На сегодняшний день в большей части научных трудов указывается, что молекулярная диффузия считается основным механизмом образования парафиновых АСПО.
2. Исследование процесса образования отложений парафина может проводиться на установках с различными принципами работы и экспериментальными методиками. Установка «Холодный стержень» является наиболее распространенным оборудованием и позволяет проводить эксперименты с точностью, сопоставимой с продолжительностью и простотой проведения исследования. Наиболее подходящей для изучения процесса формирования парафиновых АСПО считается циркуляционная установка, поскольку она обеспечивает условия потока, максимально приближенные к реальным.
3. Для определения толщины отложений парафина при проведении экспериментов на циркуляционных установках могут применяться следующие способы: метод перепада давления, использование толщиномеров и лазерных установок, метод вытеснения жидкости, массовый и тепловой методы. Способ, основанный на измерении изменения потерь давления, считается более предпочтительным, так как позволяет фиксировать толщину слоя отложений без прерывания эксперимента. ●

Литература

1. Глущенко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтеномонопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, В.Н. Силин. М.: Интерконтракт Наука, 2009. 475 с.
2. Литвинцев И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтеномонопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. техн. наук / Литвинцев Ирина Валерьевна. – Томск, 2015. 181 с.
3. 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. № 1 (253). С. 12–22.
4. Юдин П.Е., Богатов М.В. Моделирование процесса выпадения асфальтеномонопарафиновых веществ на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб с покрытием и без на лабораторном циркуляционном стенде // Нефтегазовое дело. 2021. № 2 (19). С. 97–103.
5. Ahn S. [et al.]. Paraffin Crystal and Deposition Control By Emulsification // SPE 93357. 2005. 9 p.
6. Aiyejina A. [et al.]. Wax formation in oil pipelines: A critical review // International Journal of Multiphase Flow. 2011. № 7 (37). P. 671–694.
7. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // Petroleum Science. 2019. (16). P. 619–631.
8. Beloglazov I.I., Morenov V.A., Leusheva E.L. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises // Egyptian Journal of Petroleum. 2021. № 4 (30). P. 43–51.

9. Chen X.T. [et al.]. Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow // SPE 38773. 1997. P. 249–256.
10. Chi Y., Daraboina N., Sarica C. Investigation of Inhibitors Efficacy in Wax Deposition Mitigation Using a Laboratory Scale Flow Loop // AIChE Journal. 2016. № 11 (62). P. 4131–4139.
11. El-Dalatony M.M. [et al.]. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines // Energies. 2019. № 6 (12). 23 p.
12. Gheriany I.A. el, Fathy Hassan I. A Flow Loop to Study Wax Deposition in Pipelines Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2020. P. 532–537.
13. Hoffmann R., Amundsen L. Single-Phase Wax Deposition Experiments // Energy and Fuels. 2010. № 2 (24). P. 1069–1080.
14. Ilushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Development of an Approach for Determining the Effectiveness of Inhibition of Paraffin Deposition on the Wax Flow Loop Laboratory Installation // Inventions. 2022. № 1 (7). 10 p.
15. Jennings D.W., Weisfennig K. Effects of Shear and Temperature on Wax Deposition: Coldfinger Investigation with a Gulf of Mexico Crude Oil // Energy and Fuels. 2005. № 4 (19). P. 1376–1386.
16. Jiang B. [et al.]. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method // Petroleum Exploration and Development. 2014. № 4 (41). P. 509–512.
17. Kulkarni V. B., Zhy T., Hveding F. Determination and Prediction of Wax Deposition From Alaska North Slope Crude Oil // IPTC 11972. 2008. P. 3–5.
18. Leiroz A.T., Azevedo L.F.A. Studies on the Mechanisms of Wax Deposition in Pipelines // OTC 17081. 2005. 11 p.
19. Li C. [et al.]. Effect of asphaltenes on the stratification phenomenon of wax-oil gel deposits formed in a new cylindrical Couette device // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. (140). P. 73–84.
20. Makwashi N. [et al.]. Investigation of the Severity of Wax Deposition in Bend Pipes Under Subcooled Pipelines Conditions // SPE 195559. 2019. 23 p.
21. Monger-McClure T.G., Tackett J.E., Merrill L.S. Comparisons of Cloud Point Measurement and Paraffin Prediction Methods // SPE 54519. 1999. P. 4–16.
22. Nurgaliev K.S., Saychenko L.A., Riazhi M. Improving the Efficiency of Oil and Gas Wells Complicated by the Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits // Energies. 2021. № 20 (14). P. 6673–6689.
23. Panacharoensawad E., Sarica C. Experimental study of single-phase and two-phase water-in-crude-oil dispersed flow wax deposition in a mini pilot-scale flow loop // Energy and Fuels. 2013. № 9 (27). P. 5036–5053.
24. Paso K., Kallevik H., Sjöblom J. Measurement of wax appearance temperature using near-infrared (NIR) scattering // Energy and Fuels. 2009. № 10 (23). P. 4988–4994.
25. Perez P. [et al.]. Evaluation of paraffin wax inhibitors: an experimental comparison of bench-top test results and small-scale seposition Rigs for Model Waxy Oils // OTC 25927. 2015. 23 p.
26. Rocha T.S., Costa G.M.N., Embiruçu M. Modeling Wax Appearance Temperature // SPE 177120. 2015. 12 p.
27. Ruwoldt J. [et al.]. Inhibitor-wax interactions and PPD effect on wax crystallization: New approaches for GC/MS and NMR, and comparison with DSC, CPM, and rheometry // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. (177). P. 53–68.
28. Sandyya M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. № 6 (10). P. 2541–2558.
29. Tananykhin D. [et al.]. An Investigation into Current Sand Control Methodologies Taking into Account Geomechanical, Field and Laboratory Data Analysis // Resources. 2021. № 12 (10).
30. Theyab M.A. Experimental Methodology Followed to Evaluate Wax Deposition Process // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. 2018. № 1 (9).
31. Theyab M.A., Diaz P. Experimental study of wax deposition in pipeline – effect of inhibitor and spiral flow // International Journal of Smart Grid and Clean Energy. 2016.
32. Thota S.T., Onyeonuna C.C. Mitigation of wax in oil pipelines // International Journal of Engineering Research and Reviews. 2016. № 4 (4). P. 39–47.
33. Tinsley J.F., Prud'homme R.K. Deposition apparatus to study the effects of polymers and asphaltenes upon wax deposition // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010. № 1–2 (72). P. 166–174.
34. Uba E., Ikeji K., Onyekonwu M. Measurement of Wax Appearance Temperature of an Offshore Live Crude Oil using Laboratory Light Transmission Method // SPE 88963. 2004.
35. Wang W. [et al.]. Effect of operating conditions on wax deposition in a laboratory flow loop characterized with DSC technique // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2015. № 1 (119). P. 471–485.

KEYWORDS: asphaltene-paraffin-resin deposition, wax appearance temperature, flow loop rig, cold finger.



С Днём нефтяника и газовика!

Компания оказывает широкий спектр услуг с возможностью выполнения работ «под ключ» и по суточной ставке:

- строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- бурение горизонтальных, наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин в различных геологических и климатических условиях, в т. ч. многоствольных на равновесии и депрессии и с применением РУО;
- освоение и испытание скважин;
- полный комплекс вышкомонтажных работ;
- услуги технологического транспорта.

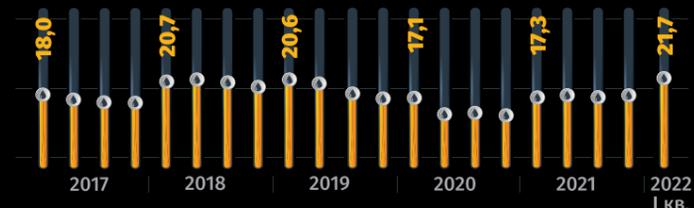
Москва,
ул. Брянская, 5
Телефон:
+ 7 495 589 12 00
www.naftagaz.com
info@naftagaz.com

ДОБЫЧА НЕФТИ: мир и Россия

Доля нефтегазового сектора в российском ВВП в первом квартале 2022 года составила **21,7%**, в 2021 году – **17,4%**, в 2020 году – **13,9%**



Доля нефтегазового сектора в экономике России¹



составит мировое потребление нефти и жидких углеводородов в 2022 году.

Это на **3,1 млн** больше, чем в 2021 году

10 стран-лидеров по запасам нефти



10 стран-лидеров по добыче нефти²

Норвегия
1,8-2,033 млн барр./сут.
Запасы **8,817 млрд** баррелей

Кувейт
2,8 млн барр./сут.
Запасы **102 млрд** баррелей

Бразилия
3,026-3,16 млн барр./сут.
Запасы **13,239 млрд** баррелей

ОАЭ
3,52-3,657 млн барр./сут.
Запасы **97,8 млрд** баррелей

Китай
3,8 млн барр./сут.
Общемировая добыча **4,5%**

США
11,8 млн барр./сут.
Общемировая добыча **18,6%**
США сохраняют лидерство по объему суточной нефтедобычи в мире

Россия
10,8 млн барр./сут.
Общемировая добыча **12,1%**
Запасы **106,2 – 107,8 млрд** баррелей

Саудовская Аравия
10,02 млн барр./сут.

Ирак
4,2 млн барр./сут.
Запасы **145 млрд** баррелей

Канада
3,9 млн барр./сут.
Общемировая добыча **5,8%**
Запасы **168 – 169 млрд** баррелей



В 2021 году в РФ добыли **524 млн т** нефти, из них на экспорт было направлено **230 млн т**, или **43,9%**

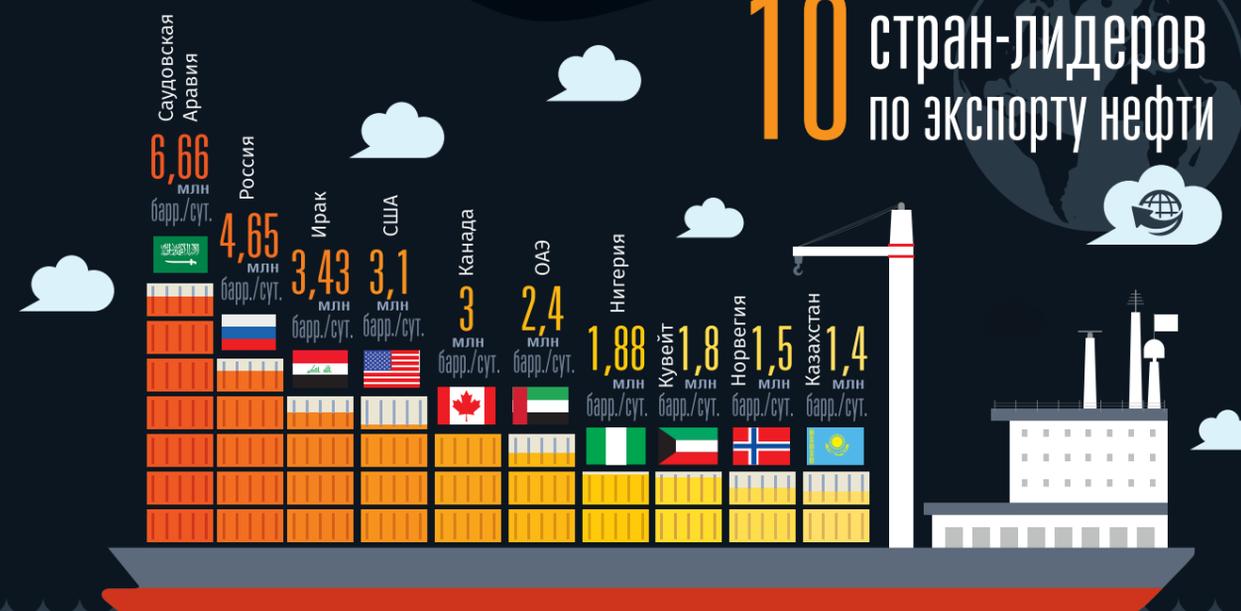


Себестоимость добычи нефти на арктическом шельфе будет рентабельной при цене на нефть от **\$70 до \$100** за баррель. Добыча на традиционных месторождениях рентабельна при цене **\$30–40** за баррель



В структуре российского экспорта нефти европейский рынок занимал почти **50%**. Россия поставляет в Европу **2,2 млн** баррелей сырой нефти и **1,2 млн** баррелей нефтепродуктов в сутки

10 стран-лидеров по экспорту нефти



ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО:

опыт и предложения российских компаний

ЯВЛЯЯСЬ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ОТРАСЛЬЮ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ, АКТИВНО РАЗВИВАЮЩАЯСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ФОРМИРУЕТ ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. ПРИ ЭТОМ СТРОИТЕЛЬСТВО В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ ИМЕЕТ СВОЮ СПЕЦИФИКУ И СОПРЯЖЕНО С РЯДОМ СЛОЖНОСТЕЙ, ЗАЧАСТУЮ ПРИВОДЯЩИХ К ФИНАНСОВЫМ ПОТЕРЯМ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО?

BEING A LIFE-SUPPORTING SECTOR OF THE COUNTRY'S ECONOMY, THE ACTIVELY DEVELOPING OIL AND GAS INDUSTRY FORMS THE VOLUME OF CONSTRUCTION OF PRODUCTION FACILITIES. AT THE SAME TIME, CONSTRUCTION IN THE OIL AND GAS COMPLEX HAS ITS OWN SPECIFICS AND IS ASSOCIATED WITH A NUMBER OF DIFFICULTIES, OFTEN LEADING TO FINANCIAL LOSSES. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN COMPANIES OFFER TO OPTIMIZE CONSTRUCTION COSTS?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: строительство в нефтегазовом комплексе, исполнительная документация, цифровизация производства, Пермьтехспец, инжиниринг.



Харасов Михаил Филаритович

директор компании ПЕРМЬТЕХСПЕЦ

– Компания Пермьтехспец уже более семи лет работает на рынке, оказывая широкий спектр инжиниринговых услуг в строительстве: от технического надзора до подготовки и комплектации исполнительной документации. Каких результатов удалось добиться за это время?

– Наша компания, основанная в 2015 году и начинавшая свою деятельность усилиями трех человек, разрослась до штата в более чем четыреста сотрудников. Первые проекты были реализованы в Пермском крае, но уже спустя год работы в портфеле компании появились крупные контракты

не только в России, но и в странах ближнего зарубежья. К настоящему времени реализовано более пятидесяти пяти проектов, среди которых основным направлением является ведение, восстановление и аудит исполнительной документации. В 2020 году компания перешла в категорию среднего и крупного бизнеса и попала в рейтинг крупнейших компаний Пермского края.

– Что послужило причиной такого стремительного развития?

– Этому успеху способствовали профессионализм сотрудников и, как результат, качество оказываемых услуг. Я всегда хотел, чтобы нас выбирали именно за качество оказанных услуг. Конечно, заказчик может обозначить очень сжатые сроки, но в погоне за дедлайнами никогда нельзя жертвовать качеством. Ведь допустив оплошность однажды, ты будешь расплачиваться всю жизнь.

– Многие крупные компании предлагают свои услуги нефтегазовой отрасли в чем ваши основные конкурентные преимущества?

– Мы постоянно развиваемся и держим руку на пульсе рынка. В своем становлении

компания прошла несколько этапов. Сначала мы добились высокого качества оказываемых услуг. Затем задумались об автоматизации процесса подготовки исполнительной документации. При этом шагнули дальше – частично автоматизировали процесс. Это позволило нам не только ускорить процесс подготовки исполнительной документации, но и существенно сэкономить расходы нашим заказчикам.

– С какими проблемами в работе приходится сталкиваться?

– Одна из весомых и частых проблем заключается в некорректно подготовленной исполнительной документации, а иногда и ее отсутствии, что в свою очередь ведет к финансовым потерям всех участников процесса от инвесторов до подрядчиков.

– Почему это происходит?

– Чтобы понять, что в процессе подготовки исполнительной документации идет не так, необходимо понять, как должен быть организован процесс ее формирования. Исполнительная документация – это подтверждение факта и качества выполнения работ. Главным за ее подготовку должно быть лицо, отвечающее за выполнение работ: мастер

или прораб. К завершающему этапу строительства весь пакет документов должен быть подготовлен, оформлен и подписан. Но зачастую возникает ситуация, при которой исполнительная документация готовится несвоевременно, последующие этапы работ выполняются без освидетельствования предыдущих. Нередки случаи, когда документацию формируют инженеры ПТО, не имея фактической информации о том, что действительно происходит на строительной площадке. Еще одна проблема заключается в том, что входные данные для формирования поступают из большого количества источников, зачастую теряясь по пути. В результате процесс формирования исполнительной документации становится неотслеживаемым, он затягивается и влечет за собой большие затраты на содержание собственного штата специалистов, а также штрафы за несвоевременный ввод объектов в эксплуатацию.

– Существуют ли пути решения этой проблемы?

– Да, решения существуют. Так, например, некоторые компании увеличивают нагрузку на специалистов, занятых в проекте, порой без дополнительной мотивации за их труд. Однако такой подход лишь временно повысит их эффективность, а в результате необратимо приведет к выгоранию сотрудников. Другие компании расширяют собственный штат специалистов ПТО. При этом тоже сталкиваются со сложностями, т.к. найти сотрудников на короткий период сложно, а увольнять после завершения проекта – дорого и неэтично. Кто-то привлекает частное агентство занятости, тем самым снимает проблему увольнения сотрудников, оплачивая более высокую стоимость за их привлечения.

– Что предлагают специалисты Пермьтехспец исходя из своего опыта?

– Мы предлагаем отличную альтернативу – узкоспециализированных специалистов, использующих и умеющих работать в программе для подготовки исполнительной документации, имеющих

колоссальный опыт формирования, комплектации и сдачи документации.

– Стоимость их услуг будет высокой, это чем-то оправдано?

– Да, стоимость таких специалистов дороже, чем у обычного инженера и ценник за сотрудника соотносим с представлением специалиста от частного агентства занятости. Во-первых, Заказчик интересуется управление операционными затратами не только с целью получения своевременного результата, но и прибыли. Поэтому для тех, кто в приоритете выделяет два этих аспекта, рассматривает сотрудничество и охотно идет на заключение контракта, ведь при этом сокращается не только количество специалистов, но и временные затраты на реализацию проекта.

Во-вторых, к работе над проектом приступит компания с налаженными внутренними процессами, персонал которой имеет колоссальный опыт формирования, комплектации и сдачи исполнительной документации.

В-третьих, персонал компании использует цифровое решение, из-за чего необходимость в предоставлении специалистов для подготовки исполнительной документации сокращается на 30–40%.

– Готовы привести пример проектов?

– При сотрудничестве с Пермьтехспец сдана исполнительная документация на множестве проектов на территории Российской Федерации. Среди них «ЗапСибНефтехим», «ЯМАЛ СПГ», КУПН АО «ГазпромнефтьМНПЗ». Также мы участвовали в строительстве двух из трех объектов энергонезависимости полуострова Крым: Симферопольской и Севастопольской ТЭС.

– На что вы делаете основную ставку в планах на ближайшую перспективу?

– Активно участвуя в жизни отрасли, мы наблюдаем очевидную тенденцию к цифровизации во всех промышленных сегментах, что, в свою очередь, подтверждается стратегией развития строительной отрасли до 2030 года, ГОСТом

о составе исполнительной документации, а также ростом количества IT-продуктов.

Стоит отметить, что ключевым вопросом в развитии цифровизации строительства остается вопрос намерения отрасли к внедрению «цифры». Сегодня мы стоим на пути информационной революции. Рынок строительства – консервативен, и еще большинство руководителей в строительной отрасли находятся в наблюдении. Много комментариев существует со стороны лидеров направления в части требований к ПО: легкость внедрения, доступность освоения ПО позволяющего автоматизировать рутинные процессы, возможность интеграции с иными решениями, при этом главным требованием предъясняется увеличение производительности и исключение ошибок при подготовке исполнительной документации.

Мы изучили предложения компаний на рынке ПО с целью выбора решения и внедрения его в свою работу и пришли к выводу, что лучше строителей, знающих специфику, создать цифровое решение никто не сможет. Это одна из причин, почему мы остановили свой выбор на информационном решении COBALT, который позволяет увеличить производительность инженеров ПТО до 10 раз и, как результат, сократить расходы для всех участников процесса. Практика освоения ПО показала доступность интерфейса и легкость в его освоении. Как отметили специалисты: «Программа понятна на интуитивном уровне». Именно поэтому основной целью компании является внедрение информационного решения COBALT на действующие и новые проекты, так как освоение и внедрение отечественных цифровых технологий повышает конкурентоспособность компании на строительном рынке. ●

KEYWORDS: construction in the oil and gas complex, executive documentation, digitalization of production, Permtekhspets, engineering.

* Подробнее о продукте читайте в № 10 Neftegaz.RU.



МОБИЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Предиктивное управление режимами с учетом динамики реологических свойств в условиях низких температур



▶ ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА ПРОЦЕСС ПЕРЕКАЧКИ ПО СБОРНО-РАЗБОРНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА ПРИ ИХ ОХЛАЖДЕНИИ НИЖЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ ВЯЗКОПЛАСТИЧНУЮ СРЕДУ С КРИВЫМИ ТЕЧЕНИЯ

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF STUDIES OF THE INFLUENCE OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF DIESEL FUELS ON THE PROCESS OF PUMPING THROUGH COLLAPSIBLE PIPELINES AT LOW TEMPERATURES. IT IS ESTABLISHED THAT DIESEL FUELS, WHEN COOLED BELOW THE POUR POINT, ARE A VISCOPLASTIC MEDIUM WITH FLOW CURVES

Ключевые слова: дизельное топливо, сборно-разборный трубопровод, перекачка нефтепродуктов, низкие температуры, реологические свойства.

Плотникова Ксения Максимовна
аспирант, младший научный сотрудник

Дроздов Дмитрий Александрович
старший научный сотрудник,
к.т.н.

ФАУ «25 ГосНИИ Химмотологии
Минобороны России»

Мельников Дмитрий Иванович
доцент, к.т.н.

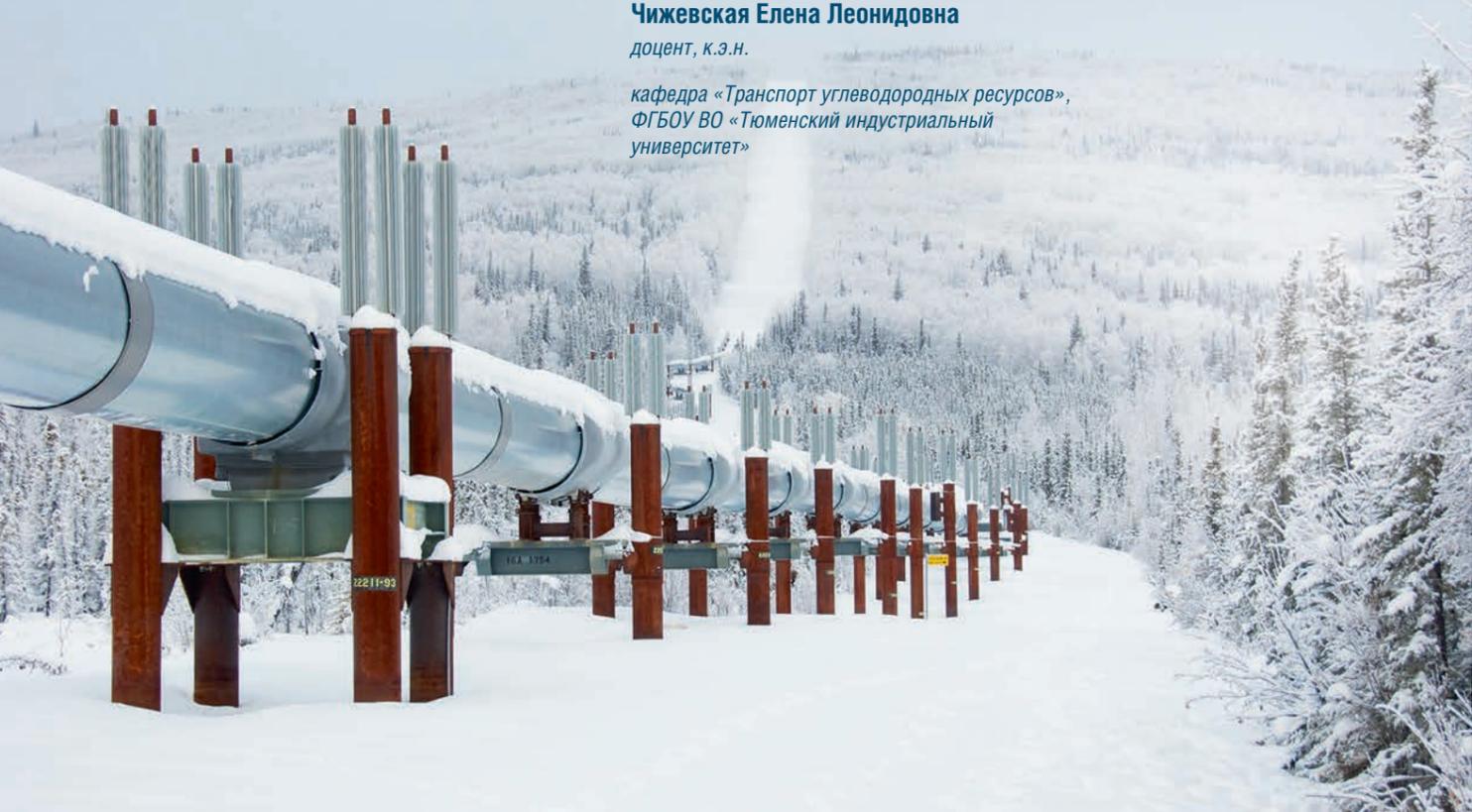
Подорожников Сергей Юрьевич
доцент, к.т.н.

Земенкова Мария Юрьевна
профессор, д.т.н.

Чижевская Елена Леонидовна
доцент, к.э.н.

кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»,
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
университет»

УДК 622.692.4.053



В эпоху «Индустрии 4.0» и цифровой трансформации нефть, газ и нефтепродукты по-прежнему являются приоритетными источниками энергии для ключевых отраслей промышленности, транспорта и специальной техники. Одной из важных задач является доставка этих продуктов до потребителей. В настоящее время доставка осуществляется различными видами транспорта, обеспечивающими в комплексе устойчивое снабжение потребителей:

- железнодорожным;
- водным;
- автомобильным;
- воздушным;
- трубопроводным.

Тем не менее в самых различных масштабах трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов потребителям является наиболее эффективным, так как обеспечивает это непрерывным потоком, вне зависимости от времени года, суток и погодных условий.

В настоящее время ПАО «Транснефть» эксплуатирует свыше 67 тыс. км магистральных трубопроводов, по которым перекачивается 82% добываемой в России нефти [1]. Перекачиваемая по магистральным трубопроводам нефть и нефтепродукты имеют различные компонентные составы, со своими реологическими свойствами, влияющими на режим работы объекта.

Доставка светлых нефтепродуктов (дизельное топливо, автобензины, авиационное топливо) осуществляется по магистральным нефтепродуктопроводам общей протяженностью около 20 тыс. км [2, 3].

Компания «Транснефть» перепрофилирует свободные нефтепроводы под перекачку нефтепродуктов, перекачивая четверть всех производимых в стране нефтепродуктов, серьезный объем в которых занимает дизельное топливо (ДТ). В экспортных потоках нефтепродуктов доля «Транснефти» вырастает почти до половины, и, согласно стратегии компании, этот показатель будет только увеличиваться: транспортировать топливо на большие расстояния и большими партиями дешевле всего по трубам [5].

Системы трубопроводного транспорта могут иметь различные технологические схемы, протяженность,

диаметры в зависимости от назначения, условий и сроков эксплуатации. На рис. 1. представлена нефтеперекачивающая станция (НПС) для перекачки нефтепродуктов после перепрофилирования. Планирование и мониторинг режимов транспорта нефти и нефтепродуктов – одна из сложнейших диспетчерско-технологических задач, требующая комплекса гидравлических и теплофизических расчетов в изменяющихся сезонных условиях и условиях прохождения трассы магистрального трубопровода. В системах транспорта нефти функционируют системы измерения качества и количества нефти и нефтепродуктов, позволяющие в режиме онлайн осуществлять мониторинг расходов, плотности, вязкости и термодинамических условий на контрольных пунктах. Однако прогнозирование свойств перекачиваемых нефтепродуктов на планируемый период перекачки – отдельная задача, требующая точной информации об изменении реологических свойств транспортируемой среды и влияющая на технологические особенности используемого сложного оборудования и трубопроводов. Для стационарных магистральных трубопроводов большого диаметра и большой протяженности гидродинамические параметры перекачки нефти имеют достаточно большой опыт планирования. Однако, несмотря на это, в условиях низких температур существует достаточно высокая вероятность остывания продукта и возникновения нештатных и аварийных ситуаций [9–11]. При уменьшении геометрических параметров трубопроводов возрастают риски потери точности прогнозирования, особенно в условиях, где осуществление мониторинга теплофизических параметров в режиме онлайн весьма затруднительно. Проследить изменения реологических свойств нефтепродуктов и оценить важность их прогнозирования представляется возможным на примере результатов исследования и моделирования гидравлических потерь при транспорте ДТ.

РИС. 2. Дизельное топливо [5]



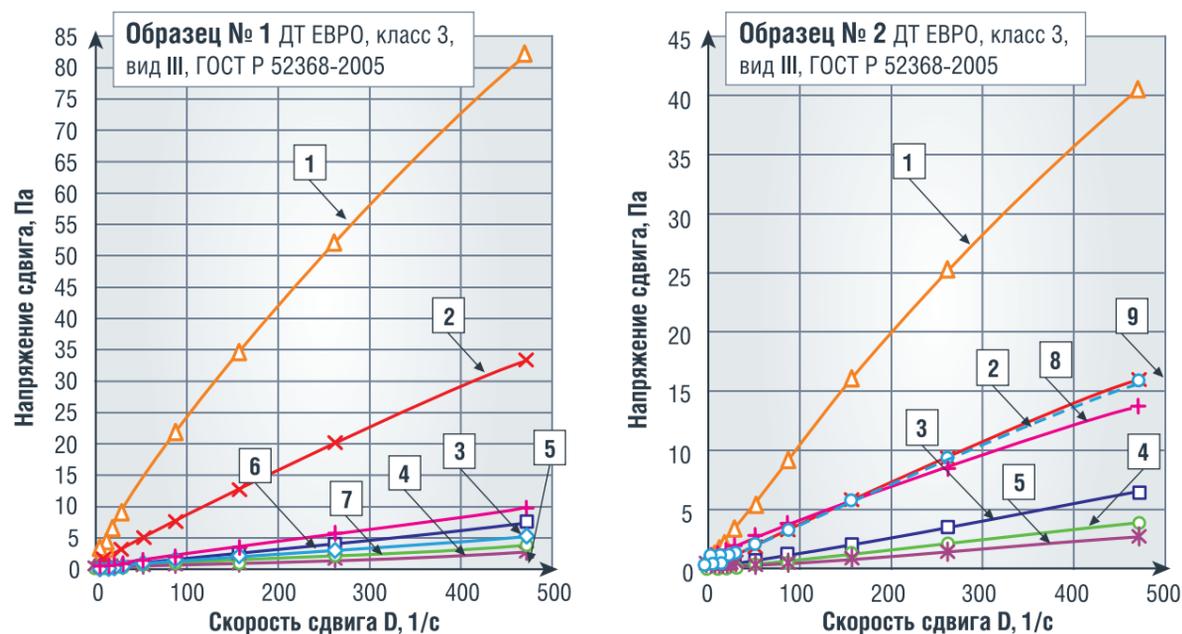
Дизельное топливо (рис. 2) – это нефтяная фракция, основу которой составляют углеводороды с температурами кипения 200...350 °С. Выглядит ДТ как более вязкая, чем бензин, прозрачная жидкость желтого или светло-коричневого цвета в зависимости от содержания смол.

В зависимости от условий применения топливо подразделяют на марки:

РИС. 1. НПС для перекачки нефтепродуктов после перепрофилирования [5]



РИС. 3. Кривые течения зимнего дизельного топлива образцов № 1, 2



1 – при минус 60 °С; 2 – при минус 50 °С; 3 – при минус 40 °С; 4 – при минус 30 °С; 5 – при минус 20 °С; 6 – при минус 44 °С; 7 – при минус 38 °С; 8 – при минус 51 °С; 9 – при минус 53 °С

- Л – летнее, рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 5 °С и выше;
- Е – межсезонное, рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 15 °С и выше;
- З – зимнее, рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха до минус 25 °С (предельная температура фильтруемости – не выше минус 25 °С) и до минус 35 °С (предельная температура фильтруемости – не выше минус 35 °С);
- А – арктическое, рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 45 °С и выше [6].

Установлено, что в общих случаях в штатных режимах перекачка дизельного топлива по магистральным нефтепродуктопроводам не вызывает каких-либо осложнений, но нежелательные ситуации и сложности в перекачке могут возникнуть, например, при изменении окружающих условий или физико-химических свойств продукта.

Опыт применения сборно-разборных трубопроводов (СРТ) в условиях низких температур показывает, что транспорт ДТ при температурах ниже их температуры фильтруемости возможен. При этом наблюдается существенное отклонение фактических параметров работы трубопровода от расчетных из-за высоких значений вязкости перекачиваемого продукта.

По реологическим свойствам ДТ при охлаждении ниже температуры их застывания представляют собой вязкопластичную среду. В ходе реологических исследований более десятка образцов ДТ на ротационном вискозиметре Rheotest RH 4.1 по ГОСТ получены кривые течения при отрицательных температурах (рис. 3, 4), которые определяют реологическую модель течения жидкости.

В результате анализа кривых течений выявлено, что при достижении критической скорости сдвига динамическая вязкость топлива становится постоянной для каждой конкретной температуры.

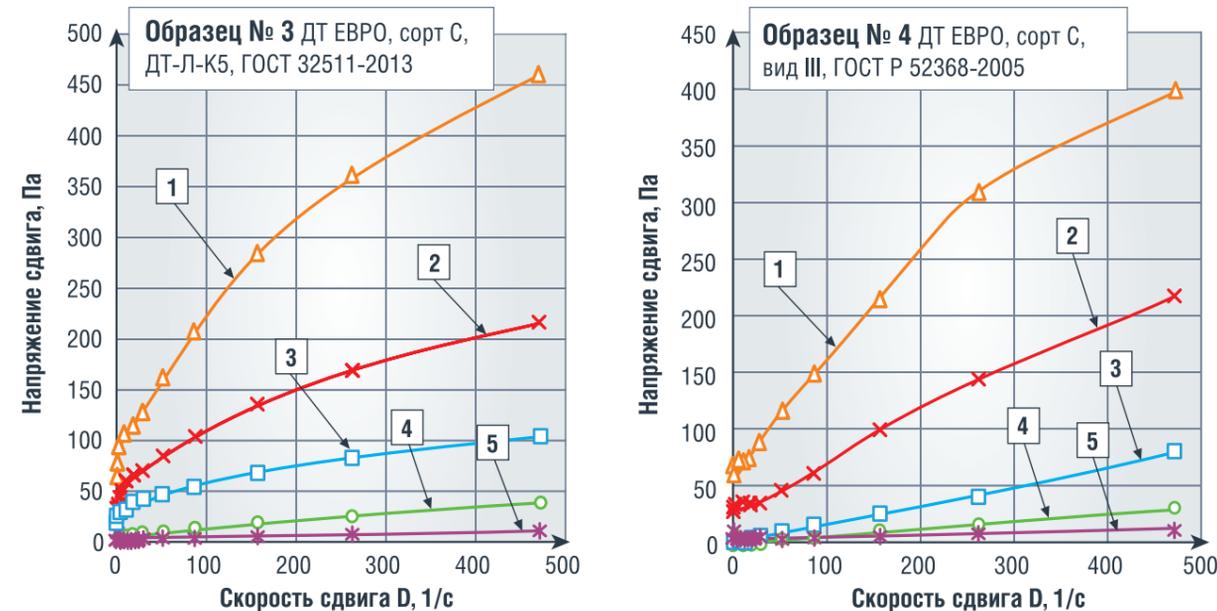
Усовершенствованная методика гидравлического расчета для ПМТ позволяет прогнозировать потери напора с учетом изменения реологических свойств ДТ в условиях низких температур.

Методика определения гидравлических потерь, основанная на использовании кинематической вязкости из паспортных данных топлив, не обладает достаточной точностью, что также приводит к недостоверной оценке гидравлических характеристик процесса перекачки в условиях низких температур. Влияние вязкости топлива на режим работы ПМТ в условиях низких температур обуславливает актуальность проведения исследований реологических свойств ДТ, определяющих реологическую модель течения вязкой жидкости, необходимую для проведения гидравлического расчета ПМТ. Учет данного факта обеспечит надежную и устойчивую эксплуатацию трубопроводного оборудования и разработку уточненной методики оценки гидравлических характеристик процесса транспорта ДТ по ПМТ в условиях низких температур.

По результатам моделирования процессов перекачки зимнего ДТ по ПМТ в условиях низких температур сделаны выводы о том, что выбор некорректной реологической модели течения жидкости может привести к ошибкам в гидравлическом расчете и снижению ожидаемой производительности перекачки по ПМТ (рис. 3, 4).

Испытания по определению температуры структурообразования по предложенной в работе [10, 11] методике показали, что для зимних ДТ характерно начало образования структуры топлива вблизи

РИС. 4. Кривые течения дизельного топлива образцов № 3, 4



1 – при минус 60 °С; 2 – при минус 50 °С; 3 – при минус 40 °С; 4 – при минус 30 °С; 5 – при минус 20 °С

температуры застывания ± 2 °С. Такой эффект можно объяснить различием углеводородного состава топлива.

В результате моделирования процессов перекачки ДТ по СРТ установлено, что:

- выбор неправильной реологической модели течения может привести к ошибкам в гидравлическом расчете и снижению ожидаемой производительности перекачки по трубопроводу на величину до 17 %.
- в условиях низких температур использование, к примеру, трубопровода диаметром 100 мм нецелесообразно в условиях низких температур, рекомендуется использовать трубопровод диаметром 150 мм. Определено, что в зависимости от подачи потери напора для ПМТ с номинальным диаметром 100 мм могут составить до 700 м/км, что в 7 раз выше, чем с диаметром 150 мм.

Таким образом, нефть или нефтепродукты, двигаясь по СРТ, через металл трубы обмениваются теплом с окружающей средой, поэтому температура перекачиваемого продукта будет изменяться, что обретает особую актуальность в условиях критических температур (Крайнего Севера, Арктики и пр.). Специфика развертывания ПМТ (прокладка по поверхности грунта, отсутствие тепловой изоляции), а также реологические свойства нефти и нефтепродуктов при перекачке их в неизотермических условиях предполагают проведение специфического теплогидравлического расчета по оригинальной методике со специализированным программным обеспечением для прогнозирования и оперативного управления режимами транспорта в целях обеспечения безопасности [5, 11]. ●

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Литература

1. Публичное акционерное общество «Транснефть». Компания. Режим доступа: <https://www.transneft.ru/about/> (Дата обращения: 1.06.2022).
2. Текущее состояние системы ТНП на фоне необходимости расширения существующих и строительства новых мощностей. Режим доступа: <https://transneftproduct.transneft.ru/press/news/?print=1&id=2437> (Дата обращения: 1.06.2022).
3. Гришанин М.С. Нефтепродукты: дерегулирование транспортировки по магистральным трубопроводам для развития рынка. Режим доступа: https://fas.gov.ru/netcat_files/File/Prezentatsiya%20M_S_Grishanina%20po%20voprosu%20deregulirovaniya%20transportirovki%20nefteproduktov.pdf?ysclid=143sm9nhc5 (Дата обращения: 1.06.2022).
4. Дизель течет по тем же трубам. ПАО «Транснефть». Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pressroom/rg7-3?ysclid=13ro5eln4x> (Дата обращения: 1.06.2022).
5. Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов / М.Ю. Земенкова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с. – ISBN 978-5-9961-1905-9. – EDN UZYDUP.
6. Теплофизическое моделирование процессов в грунтовых основаниях нефтепроводов Арктики и шельфа / В.В. Голик, М.Ю. Земенкова, Ю.Д. Земенков, Т.Г. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6. – С. 102–107. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-6-102-107. – EDN MGCZRZ.
7. Предиктивное управление пусковым давлением магистрального нефтепровода / А.У. Якупов, Д.А. Черенцов, С.Ю. Торопов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 6. – С. 125–133. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-6-125-133. – EDN GZJYFX.
8. Что такое дизельное топливо сорта С? Режим доступа: <https://avtosreda.ru/info/chto-takoe-dizelnoe-toplivo-sorta-s/> (Дата обращения: 1.06.2022).
9. ГОСТ 305-2013 Межгосударственный стандарт «Топливо дизельное». Технические условия. Diesel fuel. Specifications. МКК 75.160.20. Дата введения 2015-01-01. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200107826> (Дата обращения: 1.06.2022).
10. Александров А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / А.Н. Александров, М.К. Рогачев, И.Р. Раупов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 6. – С. 52–62. – Текст: непосредственный.
11. Плотникова К.М. Методика теплового расчета полевых магистральных трубопроводов при перекачке нефти и нефтепродуктов в неизотермических условиях / К.М. Плотникова, В.В. Сверда, А.В. Елькин, Л.В. Сеоев. – Текст: непосредственный // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса – Москва: № 4 (124). – 2021. – С. 61–69.

KEYWORDS: diesel fuel, collapsible pipeline, pumping of petroleum products, low temperatures, rheological properties.



СНИЖЕНИЕ ЭМИССИИ CO₂

за счет применения «зеленого» облегченного тампонажного цемента Холсим Россия

СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ – НЕ ТОЛЬКО ОДИН ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ТРЕНДОВ СОВРЕМЕННОСТИ, НО И НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ СТРАТЕГИИ УСПЕШНОЙ КОМПАНИИ. ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ОСОБЕННО ОБЯЗАНЫ ЗАБОТИТЬСЯ О СНИЖЕНИИ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ, ПОЭТОМУ ПРИМЕНЕНИЕ «ЗЕЛЕННЫХ» ТЕХНОЛОГИЙ И МАТЕРИАЛОВ СТАНОВИТСЯ НАИБОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАННЫМ ИМЕННО В ЭТОМ СЕКТОРЕ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ПРЕДЛАГАЮТ КОМПАНИИ-РАЗРАБОТЧИКИ?

REDUCING THE BURDEN ON THE ENVIRONMENT IS NOT ONLY ONE OF THE KEY TRENDS OF OUR TIME, BUT ALSO AN INTEGRAL PART OF THE STRATEGY OF A SUCCESSFUL COMPANY. OIL AND GAS INDUSTRY ENTERPRISES ARE ESPECIALLY OBLIGED TO TAKE CARE OF REDUCING EMISSIONS INTO THE ATMOSPHERE, SO THE USE OF "GREEN" TECHNOLOGIES AND MATERIALS IS BECOMING THE MOST IN DEMAND IN THIS SEGMENT. WHAT SOLUTIONS DO DEVELOPMENT COMPANIES OFFER TO HELP REDUCE THE NEGATIVE IMPACT ON THE ENVIRONMENT?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: облегченный тампонажный цемент, снижение экологической нагрузки, углеродный след, устойчивое развитие, снижение потребления клинкера.



Дмитрий Воробьев
менеджер по продукту, тампонажные цементы, Холсим Россия

В 2021 году компания ООО «Холсим (Рус)» сертифицировала и начала в городе Вольске Саратовской области производство «зеленого» облегченного тампонажного цемента ПЦТ III О65-50 (ГОСТ 1581-2019) со сниженным углеродным следом, поддерживающего повестку устойчивого развития (рисунок 1).

Экологичность производства

«Зеленый» облегченный тампонажный портландцемент ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» за счет оптимизированного процесса производства и специально подобранной сырьевой базы позволил снизить содержание клинкера в готовой продукции (цементных растворах низкой плотности) на 30%. Кроме того, при производстве «зеленого» цемента как минимум на 30% снижаются выбросы углекислого газа в атмосферу по сравнению с общестроительными и тампонажными марками портландцемента. Особенно это актуально для нефтегазовой индустрии, где вопрос снижения влияния производства на климат становится все более острым с каждым годом.

Снижение потребления клинкера с 1 м³ цементного раствора

Насколько сократится потребление клинкера с 1 м³ цементного раствора при использовании ПЦТ-III-О65-50 по сравнению с распространенными рецептурами, которые используются для цементирования верхних секций обсадных колонн? Одной из самых распространенных является рецептура с использованием ПЦТ-I-50, бентонитовой глины и метасиликата натрия (расход компонентов может незначительно варьироваться). Рассчитаем потребление клинкера с 1 м³ для распространенной рецептуры, применяемой для цементирования верхних секций, и рецептуры на основе ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)»:

1. Для плотности 1,55 г/см³ с использованием ПЦТ-I-50 – 100%, бентонитовой глины – 3%, метасиликата натрия – 1% и выходом цемента 0,79 т на 1 м³ потребление клинкера составляет:

$$M_{\text{клинкера в 1 м}^3} = \%_{\text{клинкера в 1 т}} \cdot \text{ВЫХОД цемента} = 0,95 \cdot 0,79 = 0,75 \text{ т}$$

* Из 100% общей массы ПЦТ-I-50 – 95% приходится на клинкер.



Вадим Часовских
технический эксперт, Холсим Россия



Рахматуллин Рамиль Рафазлевич
вр.и.о. первого заместителя директора по производству – главного инженера ООО «Татбурнефть-ЛУТР»

УДК 622.257.12

РИС. 1. «Зеленый» цемент ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)», упакованный в биг-беги по 1 тонне



2. Для плотности 1,55 г/см³ с использованием ПЦТ-III-О65-50 – 100%, выходом цемента 0,84 т на 1 м³ потребление клинкера составляет:

$$M_{\text{клинкера в 1 м}^3} = \%_{\text{клинкера в 1 т}} \cdot \text{ВЫХОД цемента} = 0,7 \cdot 0,84 = 0,59 \text{ т}$$

* Из 100% общей массы ПЦТ-III-О65-50 – 70% приходится на клинкер.

Таким образом, уменьшение использования клинкера при проведении работ с ПЦТ-III-О65-50 с 1 м³ составляет:

$$(0,75 - 0,59) / 0,75 \cdot 100 = 21\%$$

Снижение выброса CO₂ с 1 м³ цементного раствора

Для оценки снижения выброса CO₂ на 1 м³ и эффективности использования ПЦТ-III-О65-50 с точки зрения повестки декарбонизации направления бурения нефтегазовых скважин проведем расчет количества CO₂ при использовании стандартных рецептур на основе ПЦТ-I-50 – 100%, бентонитовой глины – 3%, метасиликата натрия – 1% в сравнении с «зеленым» облегченным портландцементом ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)».

Формула расчета выброса CO₂ с 1 м³ для стандартных рецептур на основе ПЦТ-I-50 – 100%, бентонитовой глины – 3%, метасиликата натрия – 1% следующая:

$$CO_{2\text{общий}} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4,$$

где X₁ = количество CO₂, выбрасываемое в атмосферу при производстве 1 т цемента, кг/т;

X₂ = количество CO₂, выбрасываемое в атмосферу при производстве 1 т бентонитовой глины, кг/т;

X₃ = количество CO₂, выбрасываемое в атмосферу при производстве 1 т метасиликата натрия, кг/т;

X₄ = количество CO₂, выбрасываемое в атмосферу при приготовлении сухой смеси на цементном заводе, кг/т.

Для рецептуры на основе ПЦТ-I-50:

• X₁ = 800 кг/т – количество CO₂, которое выбрасывается в среднем в атмосферу при производстве 1 тонны ПЦТ-I-50;

• X₂ = 50 кг/т – количество CO₂, которое выбрасывается в атмосферу при производстве 1 тонны бентонитовой глины;

- X₃ = 60 кг/т – количество CO₂, которое выбрасывается в атмосферу при производстве 1 тонны метасиликата натрия;
- X₄ = 20 кг/т – количество CO₂, которое выбрасывается при приготовлении 1 тонны сухой смеси за счет потребления электроэнергии и работы техники.

Таким образом, при использовании 1 м³ цементного раствора на основе ПЦТ-I-50, метасиликата натрия и бентонитовой глины выброс составляет:

$$CO_{2\text{общий}} = 800 \cdot 0,79 + 0,03 \cdot 50 \cdot 0,79^* + 0,01 \cdot 60 \cdot 0,79^{**} + 20 (0,79 + 0,0236 + 0,0079) = 650 \text{ кг с 1 м}^3$$

* процент бентонитовой глины в цементе выброс CO₂ при производстве бентонитовой глины количество цемента в 1 м³.

** процент метасиликата в цементе выброс CO₂ при производстве метасиликата количество цемента в 1 м³.

В свою очередь, при использовании ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» выброс составляет:

$$CO_{2\text{общий}} = 500 \cdot 0,84 + 0^* + 0^* = 420 \text{ кг с 1 м}^3$$

* В данном случае не используются добавки, а также нет необходимости в приготовлении сухой смеси на цементном заводе в силу того, что продукт может использоваться уже в готовом виде с завода.

Рассчитаем, насколько меньше будет выброс CO₂ с 1 м³ при использовании цементного раствора на основе ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)»:

$$\text{Уменьшение выбросов CO}_2 = (650 - 420) / 650 \cdot 100 = 35\%$$

РИС. 2. Бурение секции эксплуатационной колонны для дальнейшего цементирования «зеленым» облегченным цементом ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)»



Итоговое снижение выброса CO₂

За первое полугодие 2022 года тампонажное управление компании ООО «Татбурнефть-ЛУТР» успешно зацементировало с применением «зеленого» цемента ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» 24 верхних интервала секций эксплуатационных колонн на месторождениях Республики Татарстан и Оренбургской области (рисунок 2). Суммарное количество цементного раствора плотностью 1,55 г/см³ для цементирования 24 верхних интервалов эксплуатационных колонн составляет 401 м³.

Таким образом, можно оценить уменьшение выбросов CO₂ за первое полугодие 2022 года при использовании ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» в сравнении со стандартной рецептурой на основе ПЦТ-I-50, бентонитовой глины и метасиликата натрия, которые зачастую используются для цементирования секций обсадных колонн:

1. Суммарное количество м³ выброс CO₂ с 1 м³ на рецептуре с ПЦТ-I-50 и добавками = 401 · 650 = 260650 кг, или 260,65 т CO₂.
2. Суммарное количество м³ выброс CO₂ с 1 м³ на ПЦТ-III-О65-50 = 401 · 420 = 168420 кг, или 168,42 т CO₂.
3. Сокращение выброса = 260,65 – 168,42 = 92,23 т CO₂.

РИС. 4. Качество сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины

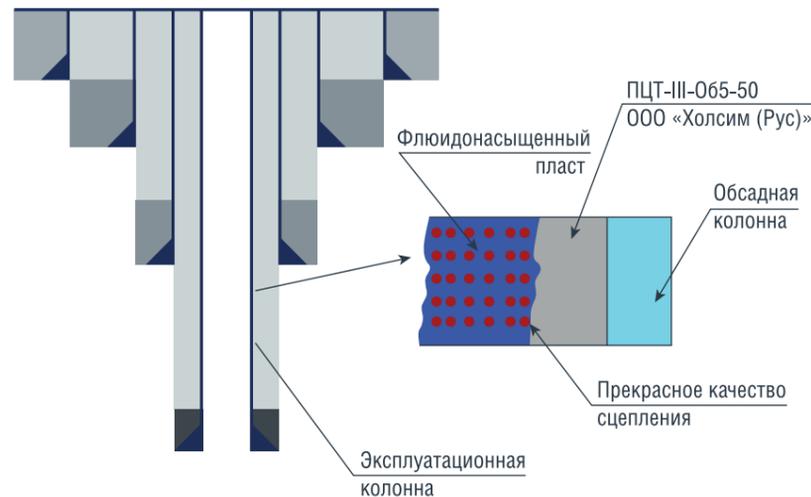


РИС. 3. Количество выбросов CO₂ в результате антропогенных факторов



Использование ООО «Холсим (Рус)» и ООО «Татбурнефть-ЛУТР» облегченного «зеленого» цемента ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» значительно снижает выбросы CO₂ в атмосферу, демонстрируя приверженность этих компаний принципам «зеленой» повестки. Одновременно с уменьшением углеродного следа основным преимуществом ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» является экономический эффект, достигаемый в результате его применения: стоимость цементного раствора уменьшается до 20 %

за 1 м³ по сравнению с классической рецептурой цементных растворов низкой плотности на основе ПЦТ I-50 с применением облегчающих и химических добавок. Это делает ПЦТ-III-О65-50 от ООО «Холсим (Рус)» основным выбором клиентов, ориентированных на устойчивый рост и развитие, что подтверждается новыми заявками на поставку материала.

Качество цементирования скважин на объектах ООО «Татбурнефть-ЛУТР» с использованием ПЦТ-III-О65-50 ООО «Холсим (Рус)»

Благодаря слаженной работе бригады по цементированию ООО «Татбурнефть-ЛУТР», а также высокому качеству цемента ПЦТ-III-О65-50 ООО «Холсим (Рус)» удалось достигнуть коэффициента качества цементирования верхних интервалов эксплуатационных колонн до 0,95 (рисунок 4), что является превосходным результатом, особенно в условиях низких и нормальных температур в интервалах применения облегченного цементного раствора. ●

KEYWORDS: *lightweight grouting cement, reduced environmental load, carbon footprint, sustainable development, reduced clinker consumption.*



Российская Энергетическая Неделя 2022

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



12-14 октября Москва, ЦВЗ «Манеж»



rusenergyweek.com

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ дифференциальной гидроочистки дизельного топлива

Самойлов Наум Александрович

кафедра «Нефтехимия и химическая технология»,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
д.т.н., профессор

Жилина Валерия Анатольевна

инженер Патентного отдела
Департамента науки
ООО «НИПИ НГ «ПЕТОН»,
к.т.н.

В СТАТЬЕ ПОКАЗАНО, ЧТО ВСЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ РЕАКЦИОННЫЕ БЛОКИ УСТАНОВОК ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ФУНКЦИОНИРУЮТ НА ОСНОВЕ ЕДИНОГО ПРИНЦИПА – ГИДРООЧИСТКИ ВСЕГО СЫРЬЯ. ОБОСНОВАН ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ПРОЦЕССА ЗА СЧЕТ УЧЕТА ОСОБЕННОСТЕЙ РЕАКЦИЙ ГИДРОДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ СЕРАОРГАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ГИДРООЧИСТКИ СЫРЬЯ. ОБОСНОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ГИДРООЧИСТКИ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

IT IS SHOWN THAT ALL INDUSTRIAL REACTION UNITS OF DIESEL FUEL HYDROTREATING PLANTS OPERATE ON THE BASIS OF A SINGLE PRINCIPLE – HYDROTREATING OF ALL RAW MATERIALS. THE APPROACH TO IMPROVING THE PROCESS IS JUSTIFIED BY TAKING INTO ACCOUNT THE CHARACTERISTICS OF THE REACTIONS OF HYDRODESULFURIZATION OF ORGANOSULPHURIZATION IMPURITIES OF VARIOUS NATURE AND THE CORRESPONDING DIFFERENTIAL HYDROTREATMENT OF RAW MATERIALS. THE POSSIBILITY OF INDUSTRIAL APPLICATION OF DIFFERENTIAL HYDROTREATING BASED ON INFORMATION TECHNOLOGIES IS SUBSTANTIATED

Ключевые слова: дифференциальная гидроочистка, дизельное топливо, псевдокомпонент, математическое моделирование.

Гидроочистка дизельного топлива относится к наиболее крупнотоннажным процессам нефтепереработки. Особенностью этого процесса является его реализация в трехфазной системе: жидкое сырье, водородсодержащий газ и обеспечивающие реализацию гомолитических и гетеролитических реакций гидрогенизации многочисленных сераорганических соединений бифункциональные твердые катализаторы, что существенно осложняет как реализацию процесса, так и формирование его математических моделей [1–3].

ФАКТЫ

10 мг/м³

серы должно
содержаться
в вырабатываемых
дизельных топливах

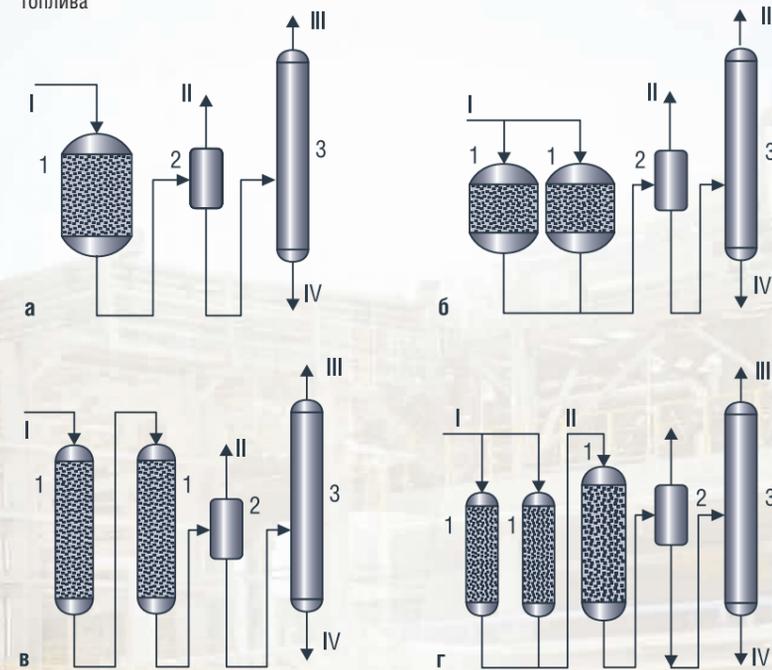
Единство сущности классической гидроочистки дизельного топлива

По мере ужесточения требований к качеству вырабатываемых дизельных топлив по содержанию общей серы на два порядка (с 1000 мг/м³ до 10 мг/м³) технологические схемы реакционных узлов естественно видоизменялись. Если при грубой гидроочистке был достаточен один реактор с загрузкой катализатора в несколько тонн, то углубление гидроочистки требовало значительного увеличения времени контакта реакционной смеси с катализатором и, соответственно, загрузки катализатора. Однако реализованные в промышленности технологические схемы установок гидроочистки остались консервативны с позиций аппаратурного оформления реакторного блока и обычно представляет собой комплексы параллельно или последовательно функционирующих реакторов (рис. 1).

Увеличение производительности установок и глубины очистки сырья обеспечивалось при этом ростом объема и количества реакторов в их цепи. Часто также использовался прием снижения производительности установок без их реконструкции с сохранением загрузки катализатора с увеличением за счет этого времени реакции для углубления очистки дизельного топлива [4].

Как показано в [5, 6], во всех промышленных установках

РИС. 1. Принципиальные схемы реакторных блоков процесса гидроочистки дизельного топлива



а – однореакторный блок, б – двухреакторный блок с параллельной подачей сырья, в – двухреакторный блок с последовательной подачей сырья, г – трехреакторный блок с параллельно-последовательной подачей сырья. Аппараты: 1 – реактор, 2 – сепаратор, 3 – стабилизационная колонна. Потoki: I – смесь сырья с водородсодержащим газом, II – отдувка водородсодержащего газа, III – легкие углеводороды и сероводород, IV – очищенное дизельное топливо



гидроочистки используется один принцип решения задачи – обессеривание всего потока исходного сырья, что не учитывает специфических особенностей гидроочистки дизельного топлива и приводит к неоправданно высокой загрузке катализатора в реакторный блок и приводит к тому, что при прочих равных технологических параметрах процесс загрузки катализатора в реакторный блок одинаков при любой его компоновке. С позиций расчета процесса гидроочистки реакторный блок, то есть та или иная совокупность реакторов, может рассматриваться как единый большой проточный реактор. Анализ процесса гидродесульфуризации различных сераорганических примесей позволил обосновать необходимость и целесообразность дифференцированной гидроочистки дизельного топлива [7].

Суть дифференциальной гидроочистки

Степень активности соединений серы в реакциях гидрогенолиза различна и убывает в ряду: меркаптаны > сульфиды > тиофены > бензотиофены > дибензотиофены. Легкогидрируемые сераорганические компоненты обнаруживаются преимущественно в легких низкокипящих фракциях дизельного топлива, выкипающих до 300 °С, а наиболее трудно гидрируемые соединения тиофенового ряда сконцентрированы преимущественно в тяжелых фракциях, выкипающих выше 330 °С. При обеспечении необходимого качества гидроочистки дизельного топлива процесс очистки в целом лимитируется именно взаимодействием с водородом относительно небольшого количества трудно гидрируемой сераорганики, определяя продолжительность гидроочистки сырья в целом, тогда как легко гидрируемые компоненты уже подверглись гидрогенолизу.

В оставшихся незамеченных промышленностью интересных работах С.А. Логинова с соавторами [8, 9] была высказана оригинальная идея о возможности раздельного гидрирования двух фракций дизельного топлива в разных реакторах одной установки гидроочистки при различных режимах работы реакторов с учетом распределения в сырье трудно и легко гидрируемой сераорганики и был выполнен эксперимент на пилотной установке по гидроочистке дизельного топлива, выкипающего в пределах 180–360 °С, разделенного на две широкие фракции 180–300 °С и 300–360 °С с произвольной границей деления 300 °С. В развитие этой идеи нами позднее было обосновано положение о том, что при делении любого исходного сырья на две раздельно гидрируемые широкие фракции существует такая температурная граница деления, при которой затраты на катализатор процесса могут минимизироваться [10]. В данной ситуации особое значение приобретает оценка состава исходного очищаемого дизельного топлива, необходимая для математического моделирования процесса.

Полный покомпонентный анализ исходного сырья гидроочистки по десяткам сераорганических микропримесей практически невозможен [11, 12], представление совокупности примесей одного

ФАКТЫ

300 °C

температура выкипания легких фракций дизельного топлива, в котором обнаруживаются легкогидрируемые сераорганические компоненты

гомологического ряда в качестве псевдокомпонента [13], часто применяемое при математическом моделировании гидроочистки, оказывается неприемлемым при делении сырья на две фракции из-за того, что один псевдокомпонент может одновременно находиться в обеих фракциях. В связи с этим нами был разработан метод представления сырья в виде модели из совокупности узких фракций сырья с последовательно возрастающей температурой кипения, в каждой из которых вся совокупность сераорганических примесей представляет собой один псевдокомпонент [14]. Такая модель сырья позволяет при разделении сырья гидроочистки на две широкие фракции представлять легкую низкокипящую широкую фракцию как совокупность некоторого числа узких фракций, а тяжелую высококипящую – как совокупность остальных узких фракций.

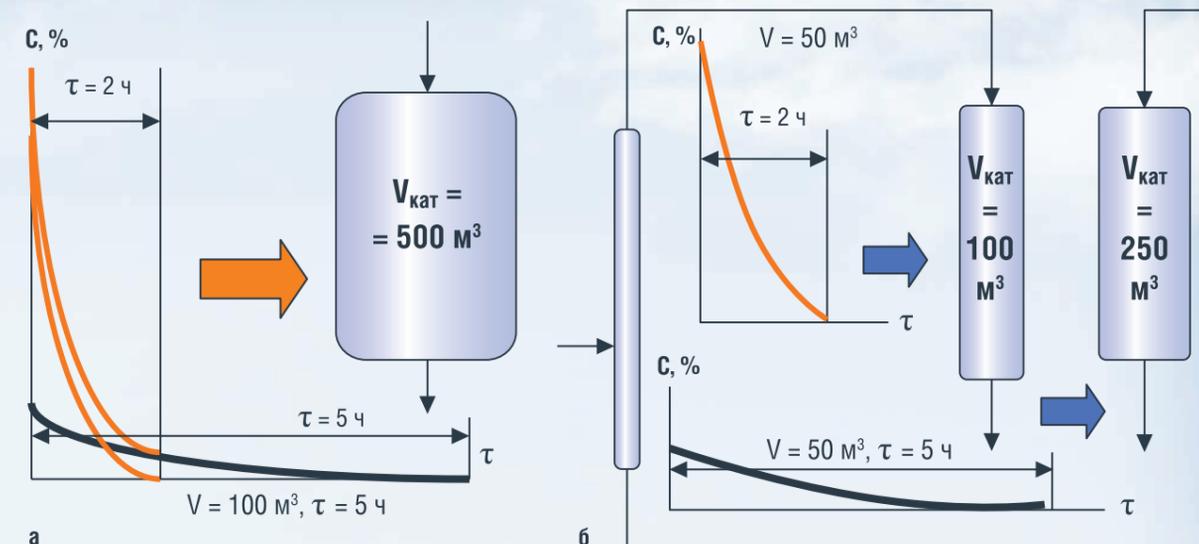
Принципиально эффективность дифференциальной гидроочистки можно иллюстрировать следующим примером.

Допустим, что гидроочистке подвергается 100 м³/ч сырья, 50 м³/ч которого составляет легко гидрируемая в течение 2 ч широкая фракция и 50 м³/ч – трудно гидрируемая в течение 5 ч широкая фракция. Процесс гидроочистки для такого сырья в одном реакторе продлится 5 ч и потребует загрузки в реактор 500 м³ катализатора (рис. 2, а). При раздельном дифференцированно гидрировании фракций сырья (рис. 2, б) ситуация кардинально изменяется: в реактор для легко гидрируемой широкой фракции следует загрузить 100 м³ катализатора, а для трудно гидрируемой широкой фракции – 250 м³ катализатора, всего 350 м³, то есть на 30 % меньше, что позволит уменьшить затраты на приобретение катализатора и реакторы.

Математическая модель оптимальной дифференцированной гидроочистки

Поскольку решалась задача сопоставления различных вариантов реакторных узлов

РИС. 2. Сопоставление объемов катализатора, загружаемого в реакторные блоки традиционной (а) и дифференцированной (б) гидроочистки дизельного топлива



установок классической и дифференцированной гидроочистки с позиций эффективности удаления сераорганических примесей из одного и того же сырья при одинаковом технологическом режиме, то не было необходимости формировать и использовать сложную иерархическую модель каталитической гидроочистки. В связи с этим рассматривалась работа реактора при следующих принятых допущениях:

- квазигомогенность реакционного потока в реакторе;
- постоянство скоростей локальных струй потока и гидродинамический режим идеального вытеснения в реакторе;
- изотермичность процесса;
- стационарность процесса;
- постоянство активности катализатора;
- содержание совокупной сераорганики в узких фракциях сырья рассматривается как сераорганический псевдокомпонент, концентрация которого в потоке определяется анализом на общую серу;
- порядок реакций гидродесульфуризации первый в связи с избытком водорода в реакционном потоке;
- константа скорости реакции гидродесульфуризации псевдокомпонента носит эффективный характер.

При указанных допущениях математическая модель реактора гидроочистки корректно выполняла расчет процесса гидроочистки сырья, состоящего из узких фракций, причем первые Z узких фракций входили в состав легкой широкой фракции, а остальные от Z+1 до N – в состав тяжелой широкой фракции. Математическая модель гидроочистки сырья принимала для N псевдокомпонентов следующую форму системы уравнений:

ФАКТЫ

330 °C

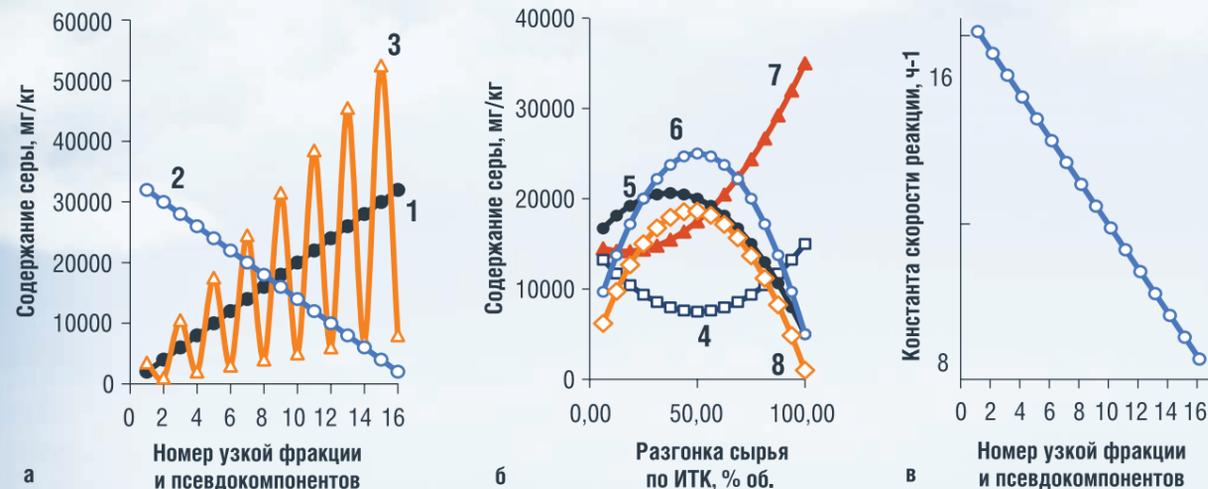
температура, выше которой выкипают тяжелые фракции, в которых сконцентрированы наиболее трудно гидрируемые соединения тиофенового ряда

$$\left. \begin{aligned} \frac{dC_{S,1}}{dt} &= -K_1 C_{S,1} \\ \frac{dC_{S,2}}{dt} &= -K_2 C_{S,2} \\ &\vdots \\ \frac{dC_{S,i}}{dt} &= -K_i C_{S,i} \\ &\vdots \\ \frac{dC_{S,Z}}{dt} &= -K_Z C_{S,Z} \\ \frac{dC_{S,Z+1}}{dt} &= -K_{Z+1} C_{S,Z+1} \\ &\vdots \\ \frac{dC_{S,j}}{dt} &= -K_j C_{S,j} \\ &\vdots \\ \frac{dC_{S,N}}{dt} &= -K_N C_{S,N} \end{aligned} \right\}$$

где $C_{S,i}$ и K_i – концентрация сераорганического псевдокомпонента и эффективная константа скорости реакции i -того псевдокомпонента соответственно.

При решении задачи моделирования дифференциальной гидроочистки величина Z варьировалась от 1 до N-1 и рассматривала ситуации, когда легкая широкая фракция, поступающая в первый реактор, могла состоять из первой, первых двух и так далее до предпоследней (N-й) узкой фракции, а тяжелая широкая фракция, поступающая во второй реактор, состояла от второй до N-й, третьей до N-й и так далее до последней N-й узкой фракции. Если при решении

РИС. 3. Принятые в расчетах содержание общей серы в псевдокомпонентах (а) в вариантах 1–3 и в разгонке сырья по ИТК (б) в вариантах 4–8 и распределение значений констант скоростей реакции по псевдокомпонентам (в)



задачи величина Z принималась равной N , то модель рассчитывала только первый реактор, который был эквивалентен реакторному узлу классических промышленных схем установок гидроочистки. Численные значения концентрации сераорганических компонентов в сырье гидроочистки и эффективных констант скоростей реакций гидродеобессеривания были взяты из независимых литературных источников.

Математическая модель рассчитывалась методом Рунге-Кутты, и программа расчета позволяла определять изменение концентрации каждого псевдокомпонента и их совокупности во времени процесса, продолжительность пребывания реакционной смеси в реакторе до достижения заданной степени очистки сырья, необходимый объем катализатора в каждом реакторе с учетом его размещения в схеме реакционного блока и загрузку катализатора в целом на установку по достаточно простой и быстродействующей программе.

Численные значения концентрации сераорганических компонентов в сырье гидроочистки и эффективных констант скоростей реакций гидродеобессеривания были взяты из оригинальных экспериментов и обработкой опытных данных независимых литературных источников (рис. 3).

Результаты расчетов представлены более чем двумястами вариантами двухреакторных схем гидроочистки с разделением гидрированием легких и широких фракций сырья (рис. 2, б) и во всех случаях дают расчетную загрузку катализатора в реакторный блок меньшую, чем для типовой установки гидроочистки (рис. 2, а). В качестве примера на рис. 4 приведены результаты расчетов 16 вариантов работы реакторного блока установки дифференциальной гидроочистки при работе на реальном сырье по варианту 1 на рис. 2, а.

Совокупная работа двух реакторов реакционного узла при любом значении Z обеспечивается при

ФАКТЫ

При делении

любое исходного сырья на две разделяемые широкие фракции существует такая температурная граница деления, при которой затраты на катализатор процесса могут минимизироваться

загрузке катализатора меньшей по сравнению с необходимой для работы единичного реактора и составляющей 231,7 м³ (рис. 3).

Минимальная загрузка катализатора на установку гидроочистки составляет 134,2 м³ при $Z = 12$ (для P-1 объем катализатора 59,0 м³ при расходе широкой легкой фракции 75 м³/ч и для P-2 – 75,2 м³ при расходе широкой тяжелой фракции 25 м³/ч), температурная граница деления сырья на легкую и тяжелую широкие фракции составляет 315 °С. Кроме того, из рис. 4 следует, что при загрузке катализатора

РИС. 4. Зависимость объема катализатора, загружаемого в реакторный блок, от номера псевдокомпонента Z на температурной границе деления сырья на легкую и тяжелую фракции для реакторов соответственно P-1 (ряд 1), P-2 (ряд 2) и P-1 + P-2 (ряд 3)

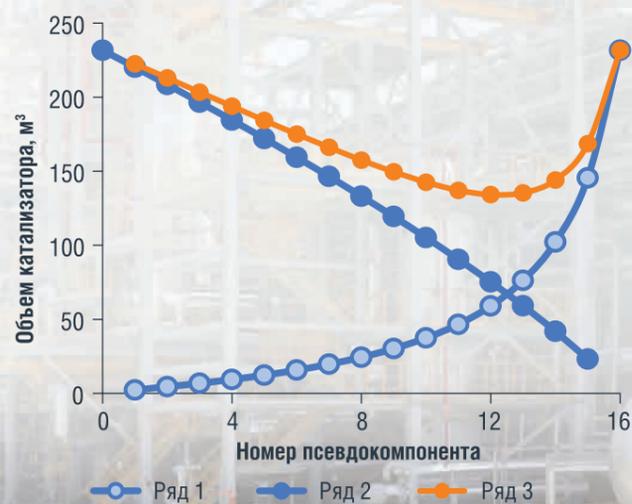


ТАБЛИЦА 1. Объем катализатора, загружаемого в реакторы, при компаундировании легкой и тяжелой широких фракций после их раздельного гидрирования при различных условиях гидрирования

Показатель	Вариант № 1	Вариант № 2	Вариант № 3	Вариант № 4	Вариант № 5	Вариант № 6	Вариант № 7
Реактор P-1							
Расход сырья, м³/ч	100	81,25	81,25	81,25	75,00	75,00	75–81,25
Начальное содержание общей серы, ррт	17000	14000	14000	14000	13000	13000	14000–13000
Остаточное содержание общей серы, ррт	10,00	10,00	8,00	5,00	3,00	1,00	10 и менее
Объем катализатора, м³	529,84	107,98	112,50	122,05	97,83	114,24	125
Реактор P-2							
Расход сырья, м³/ч п – п	–	18,75	18,75	18,75	25,00	25,00	25–18,75
Начальное содержание общей серы, ррт	–	30000	30000	30000	29000	29000	30000–29000
Остаточное содержание общей серы, ррт	–	10,00	18,67	31,67	31,00	37,00	10 и менее
Объем катализатора, м³	–	130,72	119,03	109,13	138,85	134,43	140
Реакторный блок (P-1 и P-2)							
Общая сера, ррт	10	10	10	10	10	10	10 и менее
Суммарный объем катализатора, м³	529,84	238,70	231,53	231,18	236,68	248,67	265

несколько больше минимального объема можно изменять температурную границу между широкими легкой и тяжелой фракциями, что не требует четкого фракционирования исходного сырья на ректификационной колонне (рис. 3, б). Раздельное гидрирование сырья в двух реакторах по сравнению с однопоточной гидроочисткой позволяет уменьшить загрузку дорогостоящего катализатора на установку на 42,1 %, или 97,5 м³.

Результаты многочисленных расчетов позволили выделить общие особенности дифференциальной гидроочистки. Анализ 200 выполненных вариантов расчета реакторного блока показал:

- для любого вида сырья существует такое его разделение на широкие тяжелую и легкую фракции, которое позволяет минимизировать загрузку катализатора;
- при представлении сырья в виде 16 узких фракций граница деления, обеспечивающая минимизацию загрузки катализатора, в зависимости от варианта распределения общей серы может смещаться в диапазоне 65–81 % кривой разгонки по ИТК;
- при представлении сырья в виде 8 узких фракций расчет становится менее чувствительным к распределению серы в сырье и диапазон границы деления сужается;
- при представлении сырья в виде 4 узких фракций минимизация загрузки катализатора обеспечивается при соотношении легкой и тяжелой широких фракций, равном 3:1 для любого сырья, и граница деления составляет 75 % кривой разгонки по ИТК.

ФАКТЫ

Рунге-Кутт

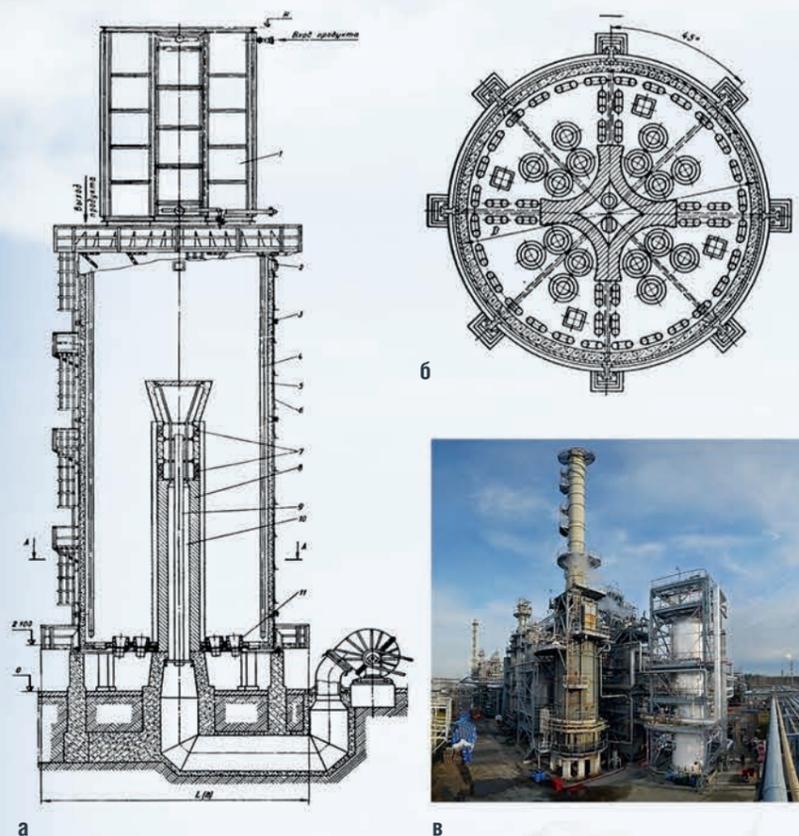
метод, при помощи которого рассчитывалась математическая модель

Математическое моделирование компаундирования гидрогенизаторов при дифференцированной гидроочистке

При всей привлекательности дифференцированной гидроочистки получение максимальной экономии загрузки катализатора в реакторы ее существенным недостатком является жесткая оптимальная температурная граница деления сырья на широкие гидрируемые фракции, существенно усложняющая регулирование процесса. В связи с этим был рассмотрен ряд вариантов работы установки на сырье вариант 1 (рис. 3, а) с незначительным увеличением загрузки катализатора сверх минимальной с возможностью варьирования распределения фракций по реакторам и времени их пребывания в зонах реакции при работе (табл. 1).

Первый вариант расчета соответствовал типовой схеме гидроочистки сырья до 10 ррт, требующей загрузки катализатора около 530 м³.

РИС. 5. Цилиндрическая печь ЦД4: вертикальный (а) и горизонтальный (б) разрезы и общий вид речи установки гидроочистки Мозырского НПЗ (в)



Второй вариант расчета соответствовал дифференциальной схеме гидроочистки сырья до 10 ррт с оптимальной температурной границей деления сырья на 81,25% легкой широкой фракции и 18,75% тяжелой широкой фракции, что уменьшило загрузку катализатора до 231,5 м³.

В третьем и четвертом вариантах была несколько увеличена загрузка катализатора в первом реакторе, что позволило снизить концентрацию серы на выходе до 8 и 5 ррт, создавая такой запас качества, что позволило даже уменьшить загрузку катализатора во втором реакторе с ухудшением качества небольшого количества второго гидрогенизата до 18–32 ррт с небольшими отклонениями общей загрузки катализатора.

В пятом и шестом вариантах легкая широкая фракция была облегчена до 75% и при небольшом избытке катализатора в первом реакторе сверх минимального это позволило снизить концентрацию серы на выходе до 3 и 1 ррт, создавая такой запас качества, что позволило с небольшим увеличением загрузки катализатора во втором реакторе с ухудшением качества небольшого количества второго гидрогенизата до 31–37 ррт с увеличением загрузки катализатора в систему до 10 м³ сверх минимальной.

Анализ третьего–шестого вариантов дифференциальной гидроочистки позволяет предложить седьмой вариант (табл. 1), в котором загрузки катализатора в первый и второй

реакторы несколько превышают наибольшие загрузки расчетных вариантов и составляют соответственно 125 и 140 т. Это позволяет реакторному блоку успешно работать при колебаниях нагрузок по легкой и тяжелой широких фракциям, связанных с возможным изменением содержания сероорганических псевдокомпонентов в исходном сырье и соответствующим смещением температурной границы деления сырья на фракции. Суммарная загрузка катализатора в оба реактора составляет 265 т, что несколько выше минимальной (238,7 т), но гарантирует глубину очистки фракций в каждом из реакторов менее 10 ррт.

О промышленной реализуемости дифференциальной гидроочистки

Дифференциальную гидроочистку невозможно реализовать, выполнив только переобвязку существующих реакторов, она функционирует как комплекс основных аппаратов и лабораторной проработки, объединяемых системой компьютерного моделирования процесса и управления им.

К основным аппаратам, помимо реакторов, следует отнести ректификационную колонну и печь нагрева исходного сырья и рециркулирующего водородсодержащего газа.

С позиций удобства эксплуатации типового оборудования желательна загрузка катализатора в оба реактора выполнить одинаковой, например, по 140 т, тогда общая загрузка реакторного блока составит 280 т, что на 41,3 т больше оптимальной минимальной загрузки, но намного меньше 530 т, необходимых для типовой установки при прочих равных условиях процесса в реакторах. Избыточная загрузка катализатора существенно повышает возможность вариативности установки гидроочистки при изменении физико-химических свойств сырья, колебания производительности установки по сырью и его составу, постепенной дезактивации катализатора в ходе его эксплуатации. Дополнительными технологическими факторами,

ФАКТЫ

Более

200

вариантов двухреакторных схем гидроочистки с раздельным гидрированием легких и широких фракций сырья предоставляют результаты расчетов

РИС. 6. Алгоритм информационно-технологического обеспечения функционирования дифференциальной гидроочистки



влияющими на обеспечение глубины гидроdesulfуризации сырья, являются температура и давление процесса, поскольку увеличение температуры приводит к возрастанию активности катализатора и скорости реакции, а повышение давления увеличивает время реакции.

В сущности, процессом гидроочистки управляет печь предварительного нагрева реакционной среды, поэтому при проектировании новой установки или реконструкции старой наиболее удобна цилиндрическая многокамерная печь (рис. 5). Отличительная особенность такой печи – равная теплонапряженность всех вертикальных труб змеевика печи при прочих равных условиях и возможность регулирования теплонапряженности труб по камерам за счет изменения подачи топлива к горелкам разных камер.

Наличие четырех камер радиации в печи позволяет в трех камерах нагревать до температуры гидроочистки поток легкой широкой фракции и в одной камере печи – поток тяжелой широкой фракции. Дифференциальный подвод воздуха в зону настильного сгорания топлива обеспечивает в этих печах равномерную теплонапряженность поверхности труб и, соответственно, линейный закон теплоподвода к нагреваемому потоку. Наличие четырех типоразмеров печей ЦД4 с широким диапазоном поверхности радиантных труб 275–630 м² и тепловой производительности 1,9–34,1 МВт [15] позволяет использовать эти печи на установках дифференциальной очистки различной мощности. При необходимости, кроме печей типа ЦД4, могут быть использованы цилиндрические печи типа КС1 с тепловой производительностью 3,26–16 МВт и КД4 с тепловой производительностью 38–60 МВт, в которых также можно формировать два нагреваемых потока легкой и тяжелой широких фракций сырья.

ФАКТЫ

134,2 м³

составляет минимальная загрузка катализатора на установку гидроочистки

Информационно-технологическое обеспечение дифференциальной гидроочистки

Промышленная реализация дифференциальной гидроочистки требует тесной взаимосвязи систем регулирования технологических параметров установки и компьютерного сопровождения процесса, прежде всего из-за одновременного протекания в едином комплексе аппаратуры различных по скорости химических процессов, что требует подбора температуры и давления процесса, времени пребывания различных широких фракций в разных реакторах, варьирования границы деления сырья на широкие фракции при изменении свойств и состава сырья.

Информационно-технологическое обеспечение функционирования дифференциальной гидроочистки по своей идеологии состоит из двух частей: массива экспериментальных данных и массива компьютерных данных для управления процессом (рис. 6). Разработанная методология дифференциальной гидроочистки

минимизирует затраты времени для проведения первичного эксперимента при пуске установки на новом виде сырья, например при переходе предприятия на нефть нового месторождения. На этом этапе достаточно быстро можно выполнить разгонку дизельной фракции, направляемой на гидроочистку на ряд узких фракций с количественным определением совокупности сероорганических примесей в этих фракциях по анализу на общую серу, с дальнейшим экспериментальным определением констант скоростей реакции гидродеобессеривания по крайней мере при трех значениях температуры процесса и объемном расходе узких фракций на лабораторной установке гидроочистки на уровне 1–0,5 ч⁻¹.

Деление сырья на узкие фракции можно выполнять как равномерное по отбору (например, 16 фракций по 6,25 % об или 8 фракций по 12,5 % об), так и не равномерное (например, на основе чисел Фибоначчи: например, отбирая фракции пропорционально числам ряда 34, 21, 13, 8, 5, 3, 2, 1, 1).

Далее компьютерной обработкой опытных данных определяются константы уравнения Аррениуса и функции распределения концентраций общей серы и значений констант скоростей реакции для адаптации компьютерной модели процесса дифференциальной гидроочистки к конкретному сырью. Возможен вариант модели, непосредственно использующей цифровой массив исходных данных.

На стадии компьютерного моделирования процесса гидроочистки выполняется определение температурной границы деления исходного сырья на две широкие фракции, что обеспечивает далее функционирование ректификационной колонны, трубчатой печи и реакторного блока с известной загрузкой катализатора на наиболее рациональный вариант работы: получение на выходе из каждого реактора гидрогенизаторов с одинаковой конечной концентрацией серы или обеспечение разного уровня очистки гидрогенизаторов с получением товарного продукта при их последующем компаундировании.

Необходимо также в программном обеспечении предусмотреть решение обратных задач кинетики, что позволит по мере дезактивации катализатора и расхождения ожидаемых результатов расчета параметров процесса гидроочистки и их практических показателей адаптировать модель процесса.

Выполненный комплекс исследований свидетельствует о целесообразности промышленного испытания нефтеперерабатывающими компаниями процесса дифференциальной гидроочистки дизельного топлива на одной из модернизируемых установок. ●

Литература

1. Кривцова Н.И., Иванчина Э.Д., Занин И.В., Ландль Ю.И., Татаурщикова А.А. Кинетические закономерности превращения серосодержащих соединений в процессе гидроочистки дизельной фракции нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – № 3. – С. 83–86.

ФАКТЫ

На
42,1 %

можно уменьшить загрузку катализатора при раздельном гидрировании сырья в двух реакторах

2. Song C. An Overview of New Approaches to Deep Desulfurization for Ultra-clean Gasoline, Diesel Fuel and Jet Fuel // *Catalysis Today*. – 2003. – Vol. 86. № 2. – P. 211–263.

3. Al-Zeghayer Y.S., Jibri B.Y. Kinetics of hydrodesulfurization of dibenzothiophene on sulfide commercial Co-Mo γ -Al₂O₃ catalyst. // *The Journal of Engineering Research*. 2006, vol. 3, № 1, p. 38–45.

4. Баклашкина К.А., Самборская М.А., Дукарт С.А. Сравнительный анализ способов повышения эффективности процесса гидроочистки дизельного топлива. // *Вестник наук Сибири*. 2018. – № 4 (31). – С. 147–157.

5. Самойлов Н.А. Формирование цифрового двойника состава сырья нефтехимических процессов с большим числом компонентов, участвующих в реакциях // *Neftegaz.ru*. 1921. – № 10. – С. 48–54.

6. Samoilov N.A. Mathematical Modeling and Optimization of Diesel-fuel Hydrotreating // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. –2021. –Vol. 55. – № 1. P. 99–109.

7. Самойлов Н.А., Жилина В.А. Компьютерная модель раздельной гидроочистки прямогонного дизельного топлива // *Neftegaz.ru*. – 2021. – № 1. – С. 40–45.

8. Логинов С.А., Лебедев Б.Л., Капустин В.М., Луговской А.И., Курганов В.М., Рудяк К.Б. Разработка новой технологии процесса гидрообессеривания дизельных топлив // *Нефтепереработка и нефтехимия*. –2001. – № 11. – С. 67–74.

9. Патент № 2247140 РФ. Способ получения дизельного топлива / Логинов С.А., Капустин В.М., Луговской А.И., Лебедев Б.Л., Рудяк К.Б., Курганов В.М. // *Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ)*. – 2005. – № 6.

10. Патент № 2691965 РФ. Способ гидроочистки дизельного топлива / Мнушкин И.А., Самойлов Н.А., Жилина В.А. // *Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ)*. – 2019. – № 17.

11. Патент РФ 2.489.476 С2. Нехорошев С.В., Нехорошев В.П., Гаевая Л.Н., Туров Ю.П. Химический маркер и способ его получения // *Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ)*. – 2013. – № 22.

12. Николаев А.В., Карцова Т.А. Даванков В.А. Газохроматографическое определение серосодержащих компонентов дизельного топлива с использованием твердофазной экстракции и фракционного элюирования // *Сорбционные и хроматографические процессы*. – 2011. Т. – 11. – №4. – С. 459–466.

13. Xun Tang, Shuyuan Li, Changtao Yue, Jilai He, Jili Hou. Lumping kinetics of hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation of the middle distillate from Chinese shale oil // *Oil Shale*. – 2013. – V. 30. – № 4. – P. 517–535.

14. Samoilov N.A., Zhilina V.A. On the formation of pseudo-components in the raw organosulfur materials of the diesel fuel hydrotreating process // *Progress in petrochemical science*. – 2020. – V. 3, № 5. P. 389–390.

15. Казеинов А.А., Филатов Г.В., Бахшиян Ц.А., Вергасова М.Н. Трубочатые печи (каталог). Цинтихимнефтемаш. М.: 1990. – 31 с.

KEYWORDS: differential hydrotreating, diesel fuel, pseudo-component, mathematical modeling.

ТНГ-Групп: Нам откликается Земля

ТНГ-Групп – современная высокотехнологичная российская компания, оказывающая полный спектр геологоразведочных и геофизических услуг для нефтедобывающих и нефтесервисных предприятий.

Передовые технологии, собственные научные разработки и высококлассные специалисты – потенциал, позволяющий компании проводить работы в любых климатических условиях и в оптимальные сроки.

ТНГ-Групп работает практически во всех нефтедобывающих регионах Российской Федерации, странах Азии, Африки и Ближнего Востока, а также ведет сейсморазведочные работы в шельфовой и транзитной зоне морей.



ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Поиск и разведка месторождений нефти, газа и нерудных полезных ископаемых с применением наземной сейсморазведки 2D, 3D, 3D-3C, морской сейсморазведки, электро-, грави-, магнито-разведки, аэрокосмического дешифрирования
- Геофизическое и геонавигационное сопровождение бурения и ремонта скважин, эксплуатации месторождений нефти и газа
- Выполнение скважинных сейсмических исследований
- Обработка и интерпретация геофизических материалов, разработка и внедрение методик геофизических исследований, программного обеспечения.

www.tng.ru
e-mail: tng@tng.ru

МОБИЛЬНАЯ СИСТЕМА УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА производственного процесса на ТЭЦ

**Мещеряков
Дмитрий Александрович**

магистрант,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

**Курьянов
Василий Николаевич**

филиал
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
доцент, к.т.н.

ДАННАЯ СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РАЗРАБОТКЕ МОБИЛЬНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО УЛУЧШИТЬ ПРОЦЕСС КОММУНИКАЦИИ, С УМЕНЬШЕНИЕМ ВРЕМЕНИ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ И ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ИХ В ГРАФИЧЕСКИЙ ВИД ДЛЯ ВЕДЕНИЯ РАБОТЫ НА СОВРЕМЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

THIS ARTICLE IS DEVOTED TO THE DEVELOPMENT OF A MOBILE APPLICATION THAT ALLOWS YOU TO IMPROVE THE COMMUNICATION PROCESS AND BOOST PROCESSING AND CONVERSION OF DATA INTO A GRAPHICAL FORM FOR OPERATIONS AT A MODERN ENTERPRISE

Ключевые слова: оптимизация рабочего процесса, программный комплекс, мобильное приложение, мобильность, рабочий персонал, оперативный персонал.

В эпоху развития высокотехнологичных автоматизированных систем каждое предприятие ставит перед собой задачу оптимизации производственного процесса. На Волжской ТЭЦ для оптимизации рабочего процесса разработаны и используются программные комплексы. Эти комплексы используются на станции несколько лет, и по результатам эксплуатации проведем их анализ.

Программно-инструментальный комплекс «Мобильные инспекции» (рисунок 1) позволяет проводить мониторинг оборудования с использованием мобильного приложения в процессе обходов, осмотров оборудования. Для измерения параметров температуры и вибрации, в дополнение к планшетному компьютеру, применяется МФУ SmartBox. Устройство позволяет производить замеры параметров оборудования с дальнейшей передачей данных в ПК посредством кабеля USB. Идентификация происходит с помощью считывания RFID-меток. Выявленные дефекты на оборудовании заносятся вручную в программно-инструментальный комплекс, с возможностью прикрепления подтверждающего фото. После завершения обхода, внесения и сохранения необходимых данных производится выгрузка обхода с планшета на сервер.



РИС. 1. Программно-инструментальный комплекс «Мобильные инспекции»

В данном комплексе имеется возможность просмотра технологических схем и документов, сохраненных на планшетном компьютере.

По результатам практического применения данного ПК были выявлены следующие недостатки: отсутствие навигации в цеху и онлайн-связи между ПК и сервером, использование дополнительного устройства для проведения замеров. В связи с тем, что замеры данных с оборудования производятся посредством считывания RFID-меток, то затрачивается большее количество времени по поиску необходимого оборудования. Отсутствие онлайн-доступа создает также временные трудности для передачи информации. Применение двух различных устройств по замеру температуры и вибрации – неудобство использования.

Система управления эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтами (СУЭТОР МАХИМО). Комплекс включает в себя такие функции, как ведение оперативного журнала, журнала дефекта, журнала заявок, составление наряда-допуска (наряд), распоряжения. Приложение «Наряды-допуски» содержит электронную базу всех нарядов/распоряжений, выдаваемых на станции. Данное приложение позволяет осуществлять мониторинг текущих работ по состояниям записей, вести базу данных шаблонов нарядов/распоряжений, распечатывать бланки и журналы учета нарядов и распоряжений разных видов. Функционал «Журнал заявок» (ЖЗ) СУЭТОР МАХИМО позволяет создавать местные и диспетчерские заявки. Сотрудники имеют возможность отслеживать каждую заявку до ее закрытия. Приложение «Оперативный журнал» системы управления эксплуатацией, техническим обслуживанием (СУЭи ТОР) представляет собой электронный журнал электростанции. Предназначен для регистрации в хронологическом порядке различных событий, отклонений, дефектов, обходов и т.д., произошедших на электростанции. Запись оперативного журнала не имеет состояний и появляется в журнале сразу после ее сохранения. Функционал «Журнал: Контроль. Усовершенствование. Безопасность» (КУБ) используется для фиксации

результатов проверок, создания записей, проводимых в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, стандартов ПАО «Лукойл» серии 1.6 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Также в приложении осуществляется последующее отслеживание своевременного устранения выявленных нарушений.

Несмотря на многочисленные преимущества на практике у приложения СУЭТОР МАХИМО были выявлены следующие недочеты: доступ к функционалу только с помощью браузера, ограниченный и сложный функционал, доступ только для административного персонала. В связи с отсутствием доступа к приложению рабочего персонала возрастает нагрузка на начальников смены по анализу и занесению данных в ПК.

Система автоматического управления «АМАКС» предназначена для автоматизации котла, работающего на газомазутном топливе. Система рассчитана на реконструкцию газопровода котла с применением газовых блоков БГ-8. Обеспечение управления этим оборудованием реализованного на серийных программно-технических комплексах (ПТК АМАКС).

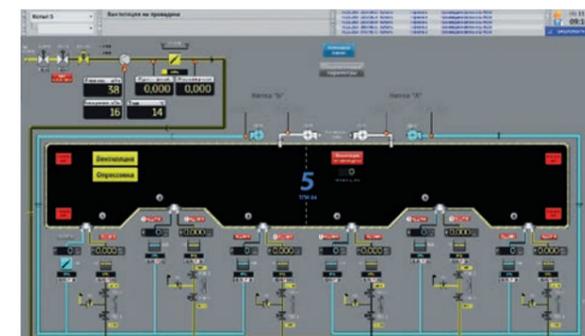


РИС. 2. Схема газопровода котла

Данный комплекс на практике вызывает множество трудностей, таких как частые сбои, которые проявляются в долгой загрузке функционала либо несохраненных данных, что впоследствии приводит к повторной ревизии оборудования и настройке программы, тем самым возникает сложность в эксплуатации. ПК устанавливается и работает только с горелочным оборудованием организации-изготовителя. Все эти недостатки значительно влияют на рабочий процесс.

Следует отметить, что в вышеперечисленных ПК частично либо полностью отсутствует возможность удаленного мониторинга оборудования в реальном времени, отсутствует система навигации станции. Отсутствие данных функционалов значительно усложняет рабочий процесс и увеличивает количество времени на выполнение необходимых работ. Разработанное же мобильное приложение с включенными функционалами по отображению дефектных элементов, выполняемых работ и возможностью перехода с общей схемы участка в схему конкретного элемента позволит значительно сэкономить время на выполнение работ, с учетом правил безопасности.

Учитывая это, в данной работе для оптимизации производственного процесса на станции используется

мобильная система удаленного мониторинга. Система удаленного мониторинга разработана в виде мобильного приложения, созданного с использованием платформы-конструктора AppGlobal. Приложение разработано на базе Национального исследовательского университета МЭИ в г. Волжском. Данное приложение позволяет оптимизировать процессы планирования работ на станции. Реализация системы удаленного мониторинга позволяет решить следующие задачи: обеспечение автоматизированного сбора информации; качественное планирование работ; визуально-графическое отображение дефектов, производимых работ и навигацию по оборудованию.



РИС. 3. Интерфейс МП

МП устанавливается на корпоративный телефон или планшет. Данное устройство будет передаваться по смене, что позволит сотруднику зайти под своей учетной записью в систему. У каждого сотрудника будет представлен лишь тот функционал, который ему необходим для работы согласно должностной инструкции. Для уменьшения количества аварийных ситуаций на станции в приложении объединены функционалы определения дефектов, составления нарядов на выполнение работ с принципиальной схемой.

На рисунке 3 представлен интерфейс МП, содержащий в себе следующие разделы: мой аккаунт, push-сообщения, схемы, чат, нормативно-техническая документация (НТД), нарядно-допусковая система (НДС).

Дизайн интерфейса приложения является простым, лаконичным, интуитивно понятным, позволяет без специального обучения приступить к работе персоналу.

Раздел НТД, представленный на рисунке 4, включает в себя основные нормативно-правовые документы, регламентирующие деятельность предприятия.



РИС. 4. Раздел «НТД»

В разделе НДС, представленном на рисунке 5, находятся наряды по выполняемым или законченным работам на станции.



РИС. 5. Раздел НДС

РИС. 6. Раздел «Схемы»

В МП одним из основных разделов является «Схемы», позволяющий отображать технологические схемы с расширенными возможностями просмотра элементов оборудования, таких как двух-трехмерные проекции всей арматуры, трубопроводов с возможностью поиска арматуры по навигации, просмотр и изменение в рабочей схеме положения запорной и регулирующей арматуры (открыто, закрыто), какая арматура находится в дефекте или ремонте, в каком состоянии вращающиеся механизмы (в работе, резерве, ремонте). Возможность оперативного указания дефектов и замечок, как на участке схемы, так и на отдельном элементе, с добавлением фотографии.

Раздел «Схемы» представлен на рисунке 6. Для работы необходимо пройти в данный раздел, выбрать необходимый функционал (навигация, дефект, работы) и открыть необходимую схему оборудования. Функционал «Навигация» позволяет с легкостью переходить с укрупненной схемы на подробную схему конкретного элемента (рисунок 7).



РИС. 7. Раздел «Схемы», функционал «Навигация»

РИС. 8. Раздел «Схемы», функционал «Дефект»

РИС. 9. Раздел «Схемы», функционал «Работы»

Функционал «Дефект» отображает в реальном времени состояние элементов системы (рисунок 8).

Функционал «Работы» отображает в реальном времени проводимые работы (рисунок 9) со всей информацией, указанной в наряде.

Также в приложении имеется рабочий чат (рисунок 10).

Следует отметить то, что МП возможно настроить таким образом, что позволит минимизировать человеческий фактор в проведении мониторинга производственных мощностей, производственного процесса, ведения нарядов на работы, обслуживания оборудования с помощью QR-кода или штрихкода и т.д. МП имеет ряд преимуществ, связанных с удобством формата поиска, изучения необходимой технической документации, а также оптимизацией работы по актуализации данных оборудования в онлайн-режиме, с получением сотрудниками уведомлений о событиях в компании.

На данный момент многие предприятия работают по устаревшим правилам, тем самым терпят убытки. Разработанный комплекс удаленного мониторинга, объединяющий автоматизированную систему управления оборудованием и офисного программного обеспечения, является наилучшим вариантом оптимизации производственного процесса станции, позволяющим сократить травматичные ситуации на станции. ●

Литература

1. Ф.Г. Ахмадиев, Ф.Г. Габбасов, И.В. Маланичев. *Современные программные комплексы в инженерной практике: Методические указания к лабораторным и самостоятельным работам по курсам «Информатика», «Вычислительная математика», «Математическое моделирование», «Теория принятия решений», «Численные методы», «Прикладная математика». Ч. 1 / Сост.: – Казань: Изд-во Казанск. гос. архитектур.-строит. ун-та, 2014. – 47 с.*
2. CAPUTO, G. GALLO, M. GUIZZI, G. *Optimization of production plan through simulation techniques / WSEAS TRANSACTIONS on INFORMATION SCIENCE and APPLICATIONS.*
3. Белик А.Г. *Проектирование и архитектура программных систем: учеб. пособие / А.Г. Белик, В.Н. Цыганенко; Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2016. – 96 с.: ил.*

KEYWORDS: *workflow optimization, software package, mobile application, mobility, working staff, operational staff.*



Сибирская Сервисная Компания

➤ Надежность в партнерстве!

➤ Качество в работе!

➤ Уверенность в будущем!

www.sibserv.com

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

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95



МОРСКИЕ ГРР

Итоги работ на континентальном шельфе в 2021 году в условиях санкций

Каминский Валерий Дмитриевич
генеральный директор ФГБУ «ВНИИОкеангеология», академик РАН, д.г.-м.н.

Медведева Татьяна Юрьевна
заведующий отделом мониторинга недропользования и геологоразведочных работ на нефть и газ, ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

Суворова Екатерина Борисовна
заведующий сектором информационного обеспечения недропользования ФГБУ «ВНИИОкеангеология», к.г.-м.н.

Супруненко Олег Иванович
Научный консультант отдела мониторинга недропользования и геологоразведочных работ на нефть и газ, ФГБУ «ВНИИОкеангеология», д.г.-м.н., профессор

НЕВЗИРАЯ НА ПРОДОЛЖЕНИЕ КОРОНАВИРУСНОЙ ПАНДЕМИИ И САНКЦИЙ, В 2021 ГОДУ НА РОССИЙСКОМ КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ (ГРР) ВЫПОЛНЯЛИСЬ КАК ЗА СЧЕТ ГОСБЮДЖЕТА, ТАК И НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ. ИМИ БЫЛИ ОХВАЧЕНЫ АКВАТОРИИ АРКТИЧЕСКИХ, ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ И ЮЖНЫХ МОРЕЙ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЫПОЛНЕННЫХ В 2021 ГОДУ МОРСКИХ ГРР

DESPITE THE CONTINUATION OF THE CORONAVIRUS PANDEMIC AND SANCTIONS, IN 2021, GEOLOGICAL PROSPECTING WORK ON THE RUSSIAN CONTINENTAL SHELF WAS CARRIED OUT BOTH AT THE EXPENSE OF THE STATE BUDGET AND BY SUBSOIL USERS. THEY COVERED THE WATERS OF THE ARCTIC, FAR EASTERN AND SOUTHERN SEAS. THE ARTICLE CONSIDERS THE MAIN INDICATORS OF THE OFFSHORE GEOLOGICAL PROSPECTING WORK PERFORMED IN 2021

Ключевые слова: геологоразведочные работы, континентальный шельф, Арктика, недропользователи, госбюджет.

ГРР за счет госбюджета

В 2021 году региональные геологоразведочные работы на континентальном шельфе Российской Федерации проводились на 5 объектах (рис. 1). Из них по заказам Департамента «Севзапнедра» работы выполнялись в морях Лаптевых и Охотском на двух объектах, перешедших с 2020 г.

По государственному заданию ФГБУ «ВНИГНИ» в 2021 г. работы проводились на 3-х морских объектах следующими субподрядчиками: АО «Росгео» (Баренцево море), АО «МАГЭ» (Охотское море) и ООО «ГЕОЛАБ» (Черное море). Выполнение работ по этим объектам осуществлялось согласно Перечню новых объектов геологоразведочных работ, связанных с геологическим

РИС. 1. Объекты ГРР 2021 г. за счет средств госбюджета



изучением недр, финансируемых за счет субсидии на финансовое обеспечение выполнения государственного задания на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов по государственному заданию ФГБУ «ВНИГНИ» Приказ Роснедр от 10.08.2020 г. № 332 (с изменениями: Приказ Роснедр от 11.01.2021 г. № 3; Приказ Роснедр от 31.08.2021 г. № 403).

В 2021 г. новые морские объекты ГРР не ставились.

Кроме того, в конце 4-го квартала 2021 г истек срок действия лицензии ШМЛ 16463 НП на работы по объекту – «Комплексные региональные геофизические исследования в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона СЛО» (ГК № К.2018.004 от 29.06.2018 г.), контракт по которому завершен в конце 2020 г.

Бюджетные затраты на геологоразведку

В 2021 г. из резервного фонда Правительства Российской Федерации были профинансированы работы АО «Росгео», осуществленные в 2020 г. Согласно Распоряжению Правительства Российской Федерации № 3792-р от 23.12.2021 г. затраты составили 495 000 тыс. руб. Объект «Изучение геологического строения зоны сочленения окраинно-шельфовых структур

Восточно-Арктических морей в области перехода к Арктическому бассейну российского сектора Северного Ледовитого океана», был полностью выполнен в 2020 г., работы включали в себя сейсморазведку МОВ ОГТ 2D в объеме 5 511 пог. км,

РИС. 2. Структура финансирования по объектам ГРР за счет средств государственного бюджета в 2021 г. на акваториях Российской Федерации

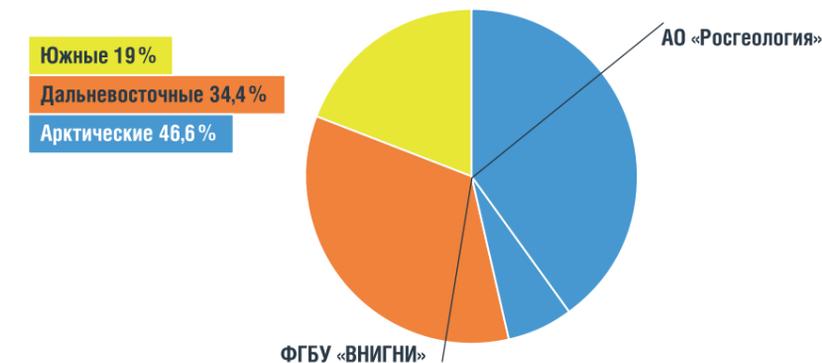
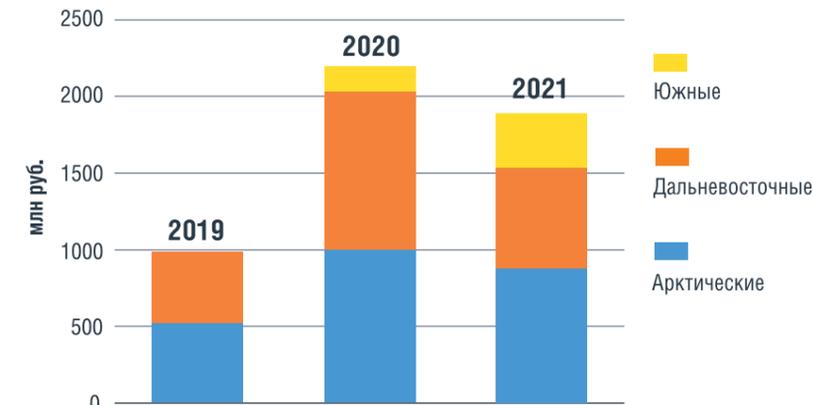


РИС. 3. Затраты на ГРР за счет средств государственного бюджета в 2019, 2020 и 2021 гг. на акваториях морей Российской Федерации, млн руб.



магниторазведку – 5 470 пог. км, гравиразведку – 5500 пог. км. Общий объем ассигнований из средств федерального бюджета за 2021 г. по 6-ти объектам составил 1 890 400 тыс. руб., включая работы, профинансированные из резервного фонда Правительства Российской Федерации. На проведение ГРР в арктических морях было направлено 880 833,3 тыс. руб., что составляет 46,6% от общего лимита финансирования, на акватории Охотского моря – 650 399 тыс. руб. (34,4%), в Черном море – 19% общего лимита финансирования (рис. 2).

Таким образом, финансирование объектов ГРР в 2021 г. снизилось на 14% (рис. 3) по сравнению с 2020 г., когда эта величина составляла 2 199 млн руб. Если не принимать во внимание объект 2020 г., профинансированный в 2021 г. из резервного фонда Правительства РФ, то затраты на плановые госконтрактные работы в арктических акваториях уменьшились почти на 25%.

УДК 550.8

РИС. 4. Геолого-геофизическая изученность шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2022 г.



Объемы и результаты работ за счет средств госбюджета

Во втором квартале 2021 г. завершилось 2 объекта, финансируемых через Департамент «Севзапнедра», в морях Лаптевых и Охотском.

По объекту в море Лаптевых «Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности юго-восточной части моря Лаптевых (Омолойский залив)» выполнены комплексные геофизические исследования, включающие в себя сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D, магнитометрические и гравиметрические работы объемом 6500 пог. км каждого метода. Отметим, что изученность рассматриваемого района до проведения работ была крайне низкой, здесь никогда не проводились площадные сейсморазведочные работы.

Благодаря выполнению нового объекта, существенно уточнено геологическое строение осадочного чехла и, в частности, параплатформенного структурного этажа. По всем структурным планам выделена крупная структура – Усть-Ленский рифтогенный прогиб сложного строения. Выделены основные этапы геологического развития района: дорифтовый палеозойско-мезозойский, рифтовый меловой-палеогеновый и пострифтовый неоген-четвертичный этапы.

В результате работ надежно выявлены и изучены впервые 23 локальных структуры, большинство из них приурочены к Усть-Ленскому рифтогенному прогибу. Кроме структурных ловушек, прогнозируется развитие литологически экранированных ловушек в отложениях палеогена, связанных с дельтой палеоОмолая и с корой выветривания.

Было проведено нефтегазогеологическое районирование, согласно которому наиболее перспективными являются ПНГР Усть-Ленского рифтогенного мегапрогиба и ПНГР Бельковско-Святоносской зоны грабенов и горстов.

В оценку ресурсов были вовлечены отложения как палеозой-мезозойского, так и мел-кайнозойского комплексов. Однако, многие исследователи относят параплатформенный структурный этаж к складчатому основанию, поэтому по настоянию рецензентов отчета палеозойско-мезозойские отложения были исключены из ресурсной оценки.

Таким образом, прогноз начальных геологических ресурсов, выполненный методом геологических аналогий, для мел-кайнозойского комплекса составил 2083,40 млн т н.э. Геологические ресурсы категории Дл для структурных ловушек мелового-кайнозойского ПНГК с вероятностью 50 % составили 1820,39 млн т н.э.

По объекту «Комплексные геофизические исследования в акватории Шелиховского осадочного бассейна с целью уточнения геологического строения перспективных нефтегазопроисловых объектов в разрезе осадочного чехла» (ГК № К.2019.006 от 17.10.2019) проведен комплекс геофизических исследований, включающих сейсморазведку МОВ ОГТ 2D, магниторазведку, гравиразведку в объеме 6600 пог. км. Возрастная привязка сейсмокомплексов осуществлена по данным бурения морской скв. Западно-Сухановская 1. Исследуемая площадь расположена в пределах Шелиховского и Воямпольского ПНГР Западно-Камчатской НГО.

Суммарные локализованные ресурсы свободного газа участка работ для 17 ловушек оценены в 289,2 млрд м³. Ранее на участке выполнялись работы, в рамках которых ресурсная оценка проводилась как по газу, так и по нефти.

На 2022 г. перешли три объекта, расположенные в Баренцевом, Охотском и Черном морях. Завершение работ по ним запланировано на 2-й квартал – Черное море и 4-й квартал – Баренцево и Охотское моря.

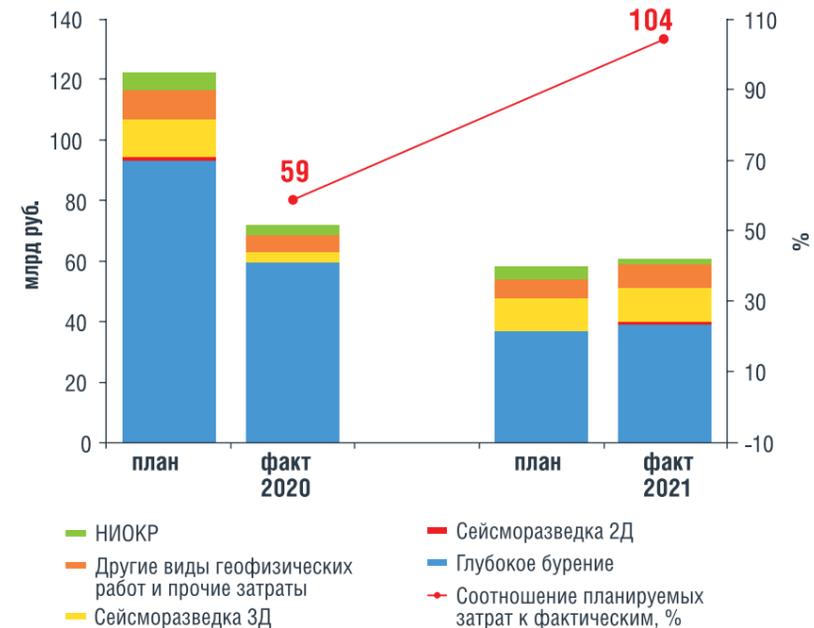
В 2021 г. за счет средств государственного бюджета полевые работы выполнены лишь по одному объекту в Черном море, включающие в себя аэрогравиметрию и аэромагнитометрию по 28 398 пог. км каждого метода.

ГРП за счет недропользователей

В 2021 г. компаниями продолжены геологоразведочные и тематические работы на шельфах арктических (Баренцево, Печорское, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское), дальневосточных (Охотское, Японское), южных (Каспийское, Азовское, Черное) морей, а также в российском секторе Балтийского моря.

Изменения в состоянии распределенного фонда недр (РФН) в 2021 г. связаны с предоставлением права пользования участками недр федерального значения по итогам состоявшегося аукциона: **Западно-Минховского**

РИС. 5. Соотношение плановых и фактических затрат на ГРП по видам работ на акваториях Российской Федерации в период с 2020 по 2021 гг.



(ПАО «НК «Роснефть»), **Северо-Гыданского** (ООО «Арктик СПГ 1»); без проведения аукциона – **Северо-Сахалинского** (ПАО «НК «Роснефть»); по итогам состоявшегося аукциона – **Тюленьим участком** (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»), расположенным в российском секторе дна Каспийского моря.

По состоянию на 01.01.2022 г. на акваториях Российской Федерации право пользования участками недр предоставлено на **140** участках, в том числе на **116** морских и **24**-х транзитных (рис. 4).

Затраты недропользователей

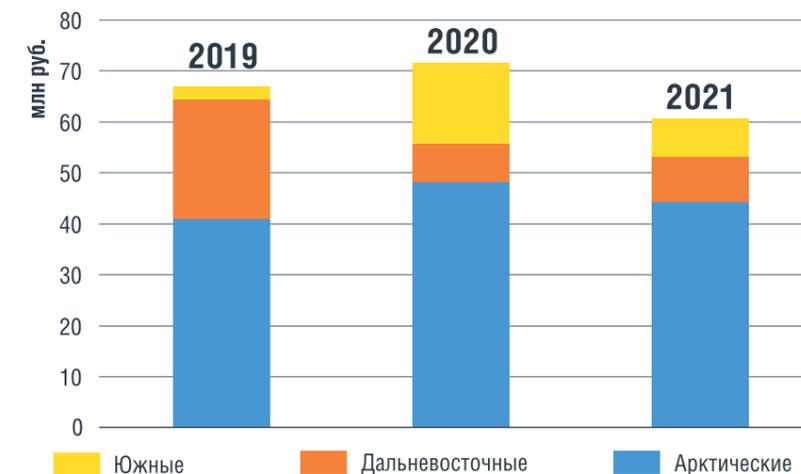
Суммарные затраты компаний недропользователей в 2021 г. составили около 61 млрд руб. и уменьшились по сравнению с 2020 годом на 15%. При этом, впервые за последнее время, плановые показатели (около 58 млрд руб.) были перевыполнены на 4% (рис. 5).

Основные затраты были произведены на глубокое бурение (65% общих затрат с уменьшением на 34% по сравнению с 2020 годом). На сейсморазведку 3Д было затрачено 18% общих расходов, на сейсморазведку 2Д – 1%, на научно-технические работы – 3%, «прочие» виды работ – 13%.

Анализ обобщенных материалов недропользователей показывает, что, несмотря на сложные условия работ, крупнейшие шельфовые компании – ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО НК «ЛУКОЙЛ» – как и в прошлом 2021 году, выполнили свои запланированные лицензионные обязательства.

Затраты недропользователей на проведение ГРП и тематических исследований по акваториям распределяются следующим образом: на **арктических акваториях** – 69% – на акваториях **дальневосточных морей** – 16% от общих затрат, на **южных**

РИС. 6. Финансирование ГРП за счет средств недропользователей в 2019–2021 гг., млрд руб.



акваториях – 14% (рис. 6). Финансирование ГРП в российском секторе **Балтийского моря** составило 0,05% от общего объема затрат.

Объем ГРП недропользователей

В течение 2021 года на лицензионных участках завершены строительством **4 глубокие скважины** на нефть и газ общим объемом 11 032 м в том числе:

- в акваториях **арктических морей** России выполнено строительство 3-х скважин, в том числе в **Карском море**: ПАО «Газпром» на **Ленинградском ЛУ** – строительство разведочной скважины № 7 Ленинградского ЛУ (2100 м, проектный горизонт ТП3); на **Скуратовском ЛУ** – строительство поисково-оценочной скважины № 2 Скуратовской площади (2110 м, проектный горизонт ТП1); в акватории **Печорского моря** АО «Арктикшельфнефтегаз» – завершено строительство наклонно-направленной поисково-оценочной скважины Мадачагская-2 (проходка в 2021 г. составила 2055 м);
- в **Каспийском море** ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» на **Центрально-Каспийском ЛУ** (4767 м в целом по участку) завершено строительство **поисковой скважины** № 1 Титонская на структуре Титонская (877 м, с учетом проекта 3980 м и бурения в 2020 г. – 3103 м).

РИС. 7. Изменение (прирост/убыль) величины суммарных локализованных ресурсов в 2021 г., млн т н.э.



ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» получен прирост УВС по месторождению *Северо-Ракушечное НГК (скв. № 10 Ракушечная)*, выделенному из месторождения им. В.И. Грайфера (Каспийское море). По величине начальных извлекаемых запасов углеводородов месторождение относится к *средним*, по сложности геологического строения – к *сложным*.

Объем выполненных в 2021 г. сейсморазведочных исследований методом 3D составил **4928,3 км²**. Полевые работы МОГТ 3D выполнены в преобладающем объеме на *дальневосточных (3597,5 км², 74% от общего объема работ) акваториях, на шельфах южных морей России отработано 756 км² (16%) и арктических (574 км², 12% от общего объема работ) акваториях*. В российском секторе Балтийского моря сейсморазведочные работы МОГТ 3D не проводились.

Сейсмическое профилирование 2D выполнено в арктических акваториях в объеме **1904,9** пог. км.

Изменения в ресурсной базе акваторий Российской Федерации

В результате ГРП, проведенных в 2021 г. (бурение глубоких скважин, проведение, обработка и интерпретация материалов сейсморазведочных работ; актуализация моделей геологического строения; уточнение структурных планов; переоценка ресурсов перспективных структур,

постановка на учет и списание ресурсов D0 в ГБЗПИ РФ и т.д.), в целом на акваториях Российской Федерации учтено **1967** локальных объектов, из них на 01.01.2021 г. **93** объекта подготовлены к поисково-разведочному бурению.

Ресурсный потенциал кат. D₀+D_л локальных объектов оценен в **117 254** млн т н.э., из которых на долю *нефти* приходится 37 083 млн т (32%), газа 78 138 млрд м³ (67%), конденсата 2 033 млн т (2%).

Следует отметить, что количество суммарных локализованных ресурсов кат. D_л шельфа Российской Федерации *увеличилось* в 2021 году на 4202 млн т н.э. за счет ГРП в Печорском, Лаптевых, Охотском, Японском, Азовском и Черном морях. Уменьшение суммарных локализованных ресурсов в целом на 2245 млн т н.э. учтено в Карском, Восточно-Сибирском, Чукотском и Каспийском морях (рис. 7).

Значительный прирост суммарных локализованных ресурсов в море Лаптевых произошел за счет госбюджетных работ в Омолойском прогибе. В Охотском море существенное увеличение количества ресурсов учтено за счет переоценки локальных объектов по обновленным структурным планам на Дерюгинском и Северо-Сахалинском ЛУ. Кроме того, по результатам региональных ГРП за счет средств госбюджета в заливе Шелихова вклад в величину суммарных локализованных ресурсов Охотского моря составил 289,2 млрд м³ свободного газа.

Существенное снижение ресурсов отмечается в Восточно-Сибирском и Чукотском морях в результате работ недропользователей.

Выводы

Затраты на ГРП в 2021 г., как в секторе госбюджета, так и у недропользователей, в процентном соотношении снизились одинаково, в среднем на 15%.

К настоящему времени компании-недропользователи выполняют, а на ряде лицензионных участков и перевыполняют, текущие лицензионные обязательства, в целом фактически выполнение работ в 2021 г. превысило плановые показатели на 4%.

Значительное увеличение количества суммарных локализованных ресурсов произошло в море Лаптевых в результате работ за счет средств госбюджета. В Охотском море прирост учтен за счет переоценки локальных объектов недропользователей, а также по итогам региональных ГРП.

Принимая во внимание настоящее положение вещей, прогнозировать объем привлечения средств недропользователей в финансирование ГРП на шельфе Российской Федерации достаточно сложно. Тем не менее, несмотря на существующие реалии, поиски, разведка и планомерное освоение ресурсов континентального шельфа Российской Федерации является важнейшей стратегической задачей современных недропользователей, которая должна решаться последовательно и неуклонно.

В заключение следует отметить, что в сложной современной обстановке представляется целесообразным создание Программы завершения регионального изучения континентального шельфа РФ, которая предусматривала бы последовательный выбор первоочередных объектов ГРП, выполняемых за счет средств федерального бюджета, на ближайшие 3–5 лет и последующие периоды. ●

KEYWORDS: *geological exploration, continental shelf, Arctic, subsoil users, state budget.*

Innova RT II 1000/1500/2000/3000 и Innova RT II 6000/10000 Онлайн ИБП



#ipron20лет

Однофазный онлайн источник бесперебойного питания с синусоидальной формой выходного напряжения. Надёжно обеспечивает стабилизированное питание для серверных систем под управлением Novell, Windows NT и UNIX, а также другого важного и дорогостоящего оборудования, чувствительного к качеству электропитания периферийного компьютерного оборудования. Незаменим в условиях офиса для серверных комнат и шкафов.

Рекомендуется для обеспечения бесперебойной работы и защиты:



оборудования, критичного к форме сигнала питания



оборудования, требующего долгого времени автономной работы



мощных серверов, в том числе установленных в стойки



периферийной компьютерной и вычислительной техники

МНОГОВОЛНОВЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ 3D (4C)

на континентальном шельфе о. Сахалин с использованием системы автономной донной регистрации «Краб»

ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НА ШЕЛЬФЕ В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ПРИОБРЕЛИ ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ. ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА ТАКИХ РАБОТ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ОСВОЕНИИ НОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ В ПРЕДЕЛАХ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ДАННЫЙ СЕГМЕНТ РЫНКА СЕРВИСНЫХ УСЛУГ ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ТЕХНОЛОГИЧНЫМ И ДО НЕДАВНЕГО ВРЕМЕНИ НА 97 % ПРОЦЕНТОВ СОСТОЯЛ ИЗ ЗАПАДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА РЫНКЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМАМИ АВТОНОМНОЙ ДОННОЙ РЕГИСТРАЦИИ АМЕРИКАНСКОГО, НОРВЕЖСКОГО И ФРАНЦУЗСКОГО ПРОИЗВОДСТВА. ОТСУТСТВИЕ НА ТЕРРИТОРИИ РФ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ОТЕЧЕСТВЕННОГО ДОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПЛОЩАДНЫХ ДОННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ СЪЕМОК 3D (4C) И ПОДТВЕРЖДЕННЫХ ОПЫТОМ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ФАКТИЧЕСКИ ПРЕДОПРЕДЕЛЯЛО ПОЗИЦИЮ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ (НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ) РАССМАТРИВАТЬ ПОДОБНЫЕ ПРОЕКТЫ, СТОЛЬ ВАЖНЫЕ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ СЕГОДНЯ, В ДАЛЕКОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ. В СВЯЗИ С ЭТИМ В ТЕЧЕНИЕ ДВУХ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ В КОМПАНИИ АО «МАГЭ» БЫЛА РАЗРАБОТАНА И ИСПЫТАНА В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ ТЕХНОЛОГИЯ МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ С ДОННЫМИ СТАНЦИЯМИ НА МЕЛКОВОДЬЕ И СРЕДНЕ-ГЛУБИННОМ ШЕЛЬФЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ ДОННОЙ РЕГИСТРАЦИИ «КРАБ» И СИСТЕМЫ ГИДРОАКУСТИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ПРИЕМНИКОВ «ПИКЕТ», ПОЛНОСТЬЮ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

THE MOST PRESSING ISSUES FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY HAVE RECENTLY BECOME THE TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF GEOLOGICAL EXPLORATION FOR THE DEVELOPMENT OF RESOURCES ON THE SHELF. THE MAIN TASK OF SUCH WORK IS TO DEVELOP NEW TERRITORIES WITHIN THE EXISTING INFRASTRUCTURE OF HYDROCARBON DEPOSITS. THIS SEGMENT OF THE SERVICE MARKET IS THE MOST TECHNOLOGICALLY ADVANCED AND, UNTIL RECENTLY, 97% CONSISTED OF WESTERN TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT REPRESENTED ON THE SEISMIC EQUIPMENT MARKET BY AUTONOMOUS BOTTOM REGISTRATION SYSTEMS OF AMERICAN, NORWEGIAN AND FRENCH PRODUCTION. THE ABSENCE ON THE TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION OF COMPETITIVE DOMESTIC BOTTOM EQUIPMENT FOR PERFORMING AREAL BOTTOM SEISMIC SURVEYS 3D (4C), AND EXPERIENCE-PROVEN TECHNOLOGIES FOR PERFORMING WORK, ACTUALLY PREDETERMINED THE POSITION OF SUBSOIL USERS (OIL AND GAS COMPANIES) TO CONSIDER SUCH PROJECTS, WHICH ARE SO IMPORTANT FOR THE DEVELOPMENT OF THE INDUSTRY TODAY, IN THE LONG TERM. IN THIS REGARD, OVER THE PAST 2 YEARS, MAGE JSC HAS DEVELOPED AND TESTED UNDER PRODUCTION CONDITIONS A TECHNOLOGY FOR MULTIWAVE SEISMIC SURVEYS WITH BOTTOM STATIONS IN SHALLOW WATER AND MEDIUM-DEEP SHELF USING THE CRAB BOTTOM REGISTRATION SYSTEM AND THE HYDROACOUSTIC POSITIONING SYSTEM OF RECEIVERS "PIKET", COMPLETELY RUSSIAN PRODUCTION

Ключевые слова: сейсморазведка 3D (4C), донные сейсмические комплексы «Краб», гидроакустическая навигационная система «Пикет», акватория прибрежной шельфовой зоны Охотского моря.

УДК 550.834.08



**Казанин
Алексей Геннадьевич**
генеральный директор,
к.т.н., д.э.н.

**Базилиевич
Сергей Олегович**
начальник отдела морской
сейсморазведки

**Зимовский
Алексей Владимирович**
начальник отряда обработки,
интерпретации и контроля
качества сезонной
сейсмической партии

**Матвеев
Иван Андреевич**
начальник сейсмического
отряда сезонной сейсмической
партии

**Куома
Дмитрий Георгиевич**
начальник сезонной
сейсмической мелководной
партии

**Щедров
Виктор Анатольевич**
заместитель начальника
сезонной сейсмической
мелководной партии

**Прилипок
Сергей Александрович**
заместитель начальника
по производству сезонной
сейсмической партии

**Казанин
Геннадий Алексеевич**
заместитель начальника отдела
флота,
аспирант

**Саркисян
Валерий Михайлович**
менеджер отдела морской
сейсморазведки,
аспирант

**Шепелев
Алексей Андреевич**
геофизик первой категории
Управления обработки
и интерпретации геолого-
геофизической информации,
аспирант

АО «МАГЭ»,
Московский
государственный университет
им. М.В. Ломоносова

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли компаниям-недропользователям требуются значительные улучшения качества результатов морских сейсморазведочных работ, связанные с введением новых экономически востребованных технологий освоения прибрежных шельфовых зон и месторождений, имеющих собственную развитую инфраструктуру. С другой стороны, прогрессивный рост вычислительных компьютерных технологий с каждым годом способствует повышению точности структурных построений сейсморазведки 3D и характеризует начало эпохи более точного прогнозирования коллекторских свойств залежи, типа флюида, количественной оценки пористости, направления и типа трещиноватости с использованием данных полного волнового поля. Данные параметры, в свою очередь, определяют степень флюидонасыщения залежи и значительно увеличивает шансы ее достоверного прогноза. Решение подобных задач на качественном уровне практически невозможно без привлечения технологий многоволновой сейсморазведки (МВС) для морской модификации метода отраженных волн 3D (4C), основанном на совместном использовании информации поля продольных (PP) и обменных отраженных (PS) волн [3, 4].

Основные трудности при работе с донным оборудованием на акватории

Более 70% запасов углеводородного сырья РФ сосредоточены в транзитных зонах на мелководном шельфе арктических морей. Прибрежные акватории арктического региона всегда характеризовались сложными гидрологическими условиями работ и повышенным уровнем шумов на первичных сейсмограммах. Как известно, десятки месторождений, разведанных в прибрежной части переходных транзитных зон, имеют свои морские продолжения. Данные месторождения уже имеют готовую инфраструктуру и являются наиболее перспективными при этапе доразведки прилегающих акваторий с относительно небольшими экономическими затратами. Освоение морских продолжений береговых структур

требует комплексного подхода при проведении детальных сейсморазведочных работ 3D (4C) и применения новых технологий сейсморазведки. Наиболее сложная и требовательная к сейсморазведочным проектам остается Арктическая транзитная зона. Основным ограничением при работе в Арктике является короткий период летней навигации, когда акватории не покрыты слоем льда. При использовании стандартной методики работ 3D с применением ортогональных центрально-симметричных систем наблюдений с регулярным шагом по пунктам приема и отстрела участок сравнительно небольшой площади в 700 км² может быть исследован сейсморазведочными работами 3D только в течение двух полевых сезонов. Для изучения большей площади работ при использовании ортогональных систем наблюдения некоторые производители разряжают сеть приема. Но избыточная разрядка плотности сети приема снижает результирующую детализацию сейсморазведочного разреза обменных волн.

Задачи геофизического мониторинга нефтегазовых месторождений

Второй по важности задачей в освоении транзитной зоны и средне-глубинного шельфа является мониторинг уже действующих месторождений. Устья скважин и прилегающие к ним площади, расположенные на дне акватории с глубинами моря до 50 метров, имеют сложную подводную инфраструктуру: большое количество наклонных стволов скважины, станций поддержания магистрального давления, трубопровод к береговому нефтехранилищу. В связи с этим работы в пятисотметровых и полутораклометровых зонах безопасности вблизи платформы возможны только с применением донных станций и специализированных судов, оборудованных системой динамического позиционирования второго поколения. Аналогичность системы наблюдений второй, третьей и каждой последующей сейсмической съемки формата 4D с сохранением пространственного положения бинов определяется качеством позиционирования приемников на морском дне. Высокий

коэффициент повторяемости сейсморазведочных работ и низкие значения нормированной среднеквадратической амплитуды (NRMS) определяют качество полученных разностных волновых полей для двух съемок, выполненных в разные промежутки времени.

Обзор рынка донных станций для производства сейсморазведочных работ 3D (4C) на шельфе в Российской Федерации

Рынок донного сейсморазведочного оборудования в России имеет более чем 30-летнюю историю. Первые крупные работы метода преломленных волн (МПВ) с автономными донными сейсмометрами были проведены на западном глубоководном шельфе Индии компанией из России в 2004 году с парком оборудования 100 единиц. В 2010 году были проведены первые опытно-методические работы (OMP) 2D (4C) МОВ-ОГТ (ФГУНПП «Севморгео») с донными станциями Z700 американского производства (компания Fairfield) на юге Гыданской губы с парком оборудования 500 шт [6]. За последние 20 лет производством автономных донных станций в России занимались 5 сборочных линий: ООО «Моргеокомплекс», ОКБ ОТ РАН, АО «Концерн Океанприбор», НТЦ «АМЭ». Оборудование компании ООО «Сейсмошельф» также производилось на линии ООО «Моргеокомплекс». За всю историю донной сейсморазведки в России и на территории союзных государств было произведено менее двух тысяч автономных донных станций, большинство из которых являлось

глубоководными сейсмометрами с малой точностью кварцевых часов, непригодными для сейсморазведки МОВ-ОГТ. Столь низкие объемы производства в данный период времени обусловлены отсутствием подтвержденных опытом технологий работ и, как следствие, невозможностью крупных нефтегазовых компаний оценивать риски, связанные с проектами 3D (4C). Учитывая общее состояние рынка донного оборудования с 2012 по 2014 годы, сервисные компании были вынуждены покупать донные регистрирующие системы, в основном американского производства, для выполнения проектов 3D (2C). На сегодняшний день в России всего три компании обладают парком донного оборудования свыше 1000 шт., необходимым для выполнения сейсморазведочных работ 3D. Две системы регистрации имеются в АО «Росгеология» (1500 донных модулей), в АО «Дальморнефтегеофизика», входящем в холдинг «Росгеология», – 1000 шт. Лидером является АО «МАГЭ», в составе которого находится 3360 донных станций, из них 3000 – это донные сейсмические станции в составе инновационного российского комплекса морской сейсморазведки «Краб».

Комплекс морской сейсморазведки «Краб»

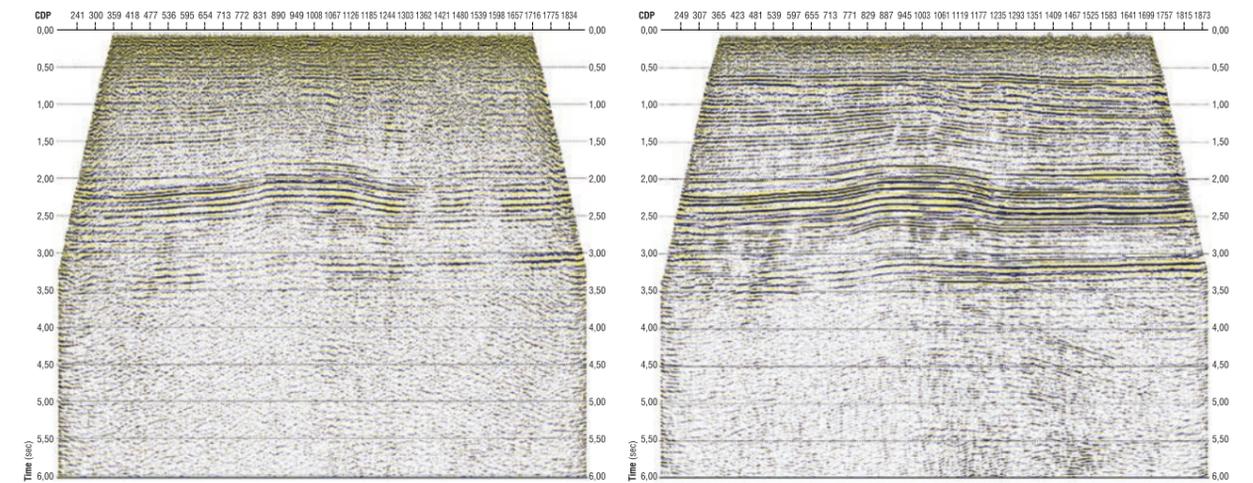
В результате кооперации ряда научно-производственных предприятий, (АО «МАГЭ», ООО «МТЦ», АО «АКИН», ООО «МГК» и ООО «Р-сенсорс») в Российской Федерации был создан инновационный морской геофизический комплекс на базе автономных донных четырехкомпонентных регистраторов «Краб».

Система морской сейсморазведки «Краб» представляет собой мобильный аппаратно-программный комплекс морской сейсморазведки и мониторинга в транзитных зонах и на шельфе, предназначенный для сейсмических региональных исследований и разведки морских месторождений углеводородов. Комплекс построен на основе четырехкомпонентных автономных донных станций, обслуживание которых осуществляется в контейнерах-лабораториях комплекса (рис. 1).

Продукт был разработан в рамках государственной программы импортозамещения в 2017 году. В рамках данной опытно-конструкторской работы был произведен первый комплект оборудования, состоящий из 400 донных сейсмических станций и контейнера-лаборатории для их обслуживания. Осенью 2017 года и летом 2018-го компания МАГЭ проводила испытания комплекса «Сеймостратиграфия» вместе с имеющимися аналогами, донными модулями компании Geospace и Magseis, на нефтяном месторождении «Приразломное». В результате исследований были получены сопоставимые результаты по компоненте гидрофона, установлено, что прослеживаются все отражающие горизонты на всю глубину разреза [5]. По компонентам геофонов станций «Краб» был получен более информативный материал с высоким отношением сигнал/помеха (рис. 2).

В результате испытаний донных модулей была продемонстрирована их работоспособность и подтверждена возможность получения высококачественного многокомпонентного материала в рабочей среде.

РИС. 2. Финальный временной разрез по компоненте Z-геофон (слева – BVX Geospace, справа – «Краб»)



Система морской бескабельной автономной регистрации сейсмических данных «Краб», являющаяся полностью российской разработкой (ООО «МТЦ»), позволяет:

- проводить морские съемки с шагом дискретизации 0,25, 0,5, 1, 2 и 4 мс;
- производить непрерывную регистрацию до 45 суток на глубине моря до 500 м;
- записывать сейсмические данные с каждого канала регистрации на независимый SD-носитель с объемом памяти 32 Гб;
- выполнять сейсморазведочные работы 3D (4C) на акватории с любой выбранной заказчиком системой наблюдений и высокой производительностью до нескольких тысяч км²;
- производить регистрацию полного вектора волнового поля в единый момент времени более чем на 3000 автономных донных станциях.

Особенности позиционирования донных станций. Что использовать при уточнении позиции: гидроакустику или сейсмические данные?

Не менее важной проблемой сейсморазведки в транзитной зоне остается неустойчивость позиции приемника на дне. Несмотря на массу донной станции «Краб» в воде равной 12 кг, на участках дна с интенсивным сгонно-нагонным течением и

сложным рельефом, а также в результате продолжительных штормов станции могут смещаться от начальной точки постановки на десятки и даже сотни метров в течение короткого времени съемки. Как показал опыт работ на шельфе о. Сахалин, в отдельных случаях возможен перенос донного оборудования крупными морскими млекопитающими [1, 2].

Непрерывное использование гидроакустических систем позиционирования в процессе производства сейсморазведочных работ 3D (4C) является очень дорогостоящей и затратной по времени процедурой, подчас требующей нескольких судов-пингеровщиков и, как следствие, влечет за собой снижение производительности работ. Применение алгоритмов уточнения позиции приемников по сейсмическим данным, основанным на методе триангуляции, как правило, дает хороший результат в отдельно выбранный момент времени съемки. Совместное использование метода определения позиции с помощью системы подводного акустического позиционирования и триангуляционного метода уточнения позиции по первым вступлениям волны пневмоисточника [4], а также преломленной волны, обеспечивает наилучший результат, но не исключает возможность ошибки при работах с площадью приемного шаблона более 50 км². Для обеспечения донных станций системой активного позиционирования,

работающей как в LBL, так и в USBL режимах, в 2017 г. АО «АКИН» разработало цифровой программно-аппаратный комплекс акустического позиционирования донных сейсмоков и донных станций «ПИКЕТ» (рис. 2), который прошел испытания в АО «МАГЭ» уже в ноябре 2017 г. на месторождении Приразломное [7, 8].

Контроль качества сейсмических данных 3D (4C)

Спецификой контроля качества сейсмических данных при многоволновых исследованиях с сетью наблюдений высокой плотности ПВ является увеличенный в 5–6 раз объем сейсмических данных в сравнении с регистрацией 1С. Ввиду технологической невозможности полной автоматизации процесса контроля качества и обработки данных на судне, выделяется ряд особенностей обработки данных такого типа сейсморазведки на акватории:

1. Производительность вычислительного центра для контроля качества превышает производительность небольшого берегового вычислительного центра. Для выполнения контроля качества сейсмических данных по площади 500 км² потребуются вычислительные мощности от 5 TFlops и объем дискового пространства не менее 500 Тб.
2. Доступ к сейсмическим данным должен быть организован через единую базу данных (My CQL, Promax, Echos, Geovation). Данному факту способствует

РИС. 1. Морской сейсморазведочный комплекс «Краб»



1 – стационарный контейнер (вид снаружи); 2 – рабочие стеллажи с модулями «Краб» и управляющий компьютер; 3 – донные регистраторы «Краб»

РИС. 3. Гидроакустическая система позиционирования «Пикет-LBL»



огромное количество входных параметров заголовков трассы, связанных с идентификаторами формата данных, качеством сейсмических данных, стабильностью кварцевого генератора донной станции относительно стандарта точного времени позиционирования приемника в пространстве.

3. Итеративность процедур предварительной обработки данных значительно увеличивает время контроля качества и обработки данных в целом.

4. Разделение волновых полей с помощью ориентации компонент по векторам поляризации не всегда приводит к желаемым результатам в обработке данных. При отсутствии оси Z, направленной перпендикулярно гравитационному полю Земли (вниз), приведение Z компоненты регистрации к вертикали не гарантирует восстановление коррелируемых отражений на вертикальном геофоне.

5. Более 30% времени контроля качества уделяется вопросам контроля синхронизации времени сейсмических записей, так как при длительном автономном режиме кварцевые часы различных производителей донного оборудования требуют применения дополнительных алгоритмов коррекции времени.

6. Контроль уровня внешнего шума для активной расстановки площади работ производится по отдельным маркерным донным регистраторам или короткой донной косо до начала работ на активной расстановке площади.

7. Для любых типов систем наблюдения при работах 3D (4C) требуется контроль позиции приемника в каждый момент времени съемки.

Заключение

Выполненные АО «МАГЭ» сейсморазведочные работы 3D (4C) на Аяшском месторождении Сахалинского шельфа, являются уникальными по приобретенному опыту и совокупности примененных технологий. Разработанная система параллельных наблюдений центрального типа с разряженной сетью приемников и повышенной плотностью пунктов взрыва позволила полностью решить геологические задачи и получить сейсмические данные высокого качества за один полевой сезон.

Система морской сейсморазведки «Краб» с донными регистраторами в связке с системой акустического позиционирования «Пикет», которой посвящена данная работа, зарекомендовала себя как высокотехнологичный и надежный инструмент выполнения высокоточных сейсморазведочных работ 3D (4C) на континентальном шельфе. Использование отечественных донных регистраторов «Краб» позволяет выполнять сейсморазведочные работы любой сложности за рекордно короткие сроки с максимально возможным снижением фона волн-помех и высоким соотношением сигнал/шум. Также стоит отметить, что донные станции являются полностью российской научно-технической и промышленной разработкой

с нулевой составляющей иностранных комплектующих элементов и не уступают известным зарубежным аналогам, а даже превосходят их по ряду показателей.

Разработанная технология сейсморазведки в транзитной зоне и на средне-глубинном шельфе показала возможность получения сейсмических данных высокого качества. В настоящее время АО «МАГЭ» продолжает тесное сотрудничество с производителями, что позволяет постоянно технически развивать российское геофизическое и навигационное оборудование и выполнять сейсморазведочные проекты, опираясь только на внутренний рынок. ●

Литература

1. Казанин А.Г. Подводное позиционирование с помощью гидроакустической навигационной системы «Пикет» / А.Г. Казанин, Д.Г. Куома, С.О. Базилевич и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 10. – С. 62–65.
2. Казанин А.Г. Способы повышения точности подводного позиционирования донных сейсмических станций «Краб» / А.Г. Казанин, Д.Г. Куома, С.О. Базилевич и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 10. – С. 66–69.
3. Казанин А.Г. Инновационный цифровой сейсмический комплекс морской сейсморазведки «Краб». Разработка, внедрение и перспективы развития отечественных донных станций / А.Г. Казанин, С.О. Базилевич, Д.Г. Куома [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 12 (253). – С. 28–35.
4. Казанин Г.С. Многокомпонентные морские сейсмические исследования на арктическом шельфе на базе технологии Geosrasc / Г.С. Казанин, С.А. Нечхаев, В.А. Щедров, А.В. Зимовский / Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 40–44.
5. Казанин Г.С. Результаты испытаний отечественных 4-компонентных автономных донных станций «КМС» в юго-восточной части Баренцева моря в сравнении с донными станциями ОВХ компании Geosrasc / Г.С. Казанин, С.О. Базилевич, А.В. Зимовский, И.А. Матвеев, Д.Г. Куома, Д.А. Ильинский, К.А. Рогинский, О.Ю. Ганжа / Сборник материалов 8-й международной конференции «Геосочи-2018». – 2018. Тверь: Полипресс.
6. Нечхаев С.А. Технология проведения сейсморазведки с использованием многокомпонентных регистрирующих станций Z700 в Гыданской губе (ФГУНПП «Севморгео») / С.А. Нечхаев, В.А. Щедров, А.В. Зимовский / Сборник итогов научно-методического совета. – 2010. – С. 17–24.
7. Зимовский А.В. Метод разностного кинематического определения позиций приемников по разреженной сети опорных станций в донной сейсморазведке и сейсморазведке в транзитных зонах / А.В. Зимовский, И.А. Матвеев, А.Л. Станюлис / Сборник материалов 9-й международной конференции «Геоввразия «Геосочи-2019». – 2019. – Тверь: Полипресс.
8. Жемчужников Е.Г. Использование сейсмических данных для определения координат точек приема при проведении работ мов ОГТ в транзитной зоне / Е.Г. Жемчужников, А.В. Зимовский, Р.С. Точилев // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 2. – С. 104–108.

KEYWORDS: 3D seismic survey (4C), bottom seismic complexes "Krab", hydroacoustic navigation system "Piket", water area of the coastal shelf zone of the Sea of Okhotsk.



МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА

в нефтегазоносных отложениях рифея Сибирской платформы

КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПОЗДНЕГО РИФЕЯ ШИРОКО РАСПРОСТРАНЕНЫ НА ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. НАЧИНАЯ С СЕМИДЕСЯТЫХ ГОДОВ ПРОШЛОГО ВЕКА ВЕДУТСЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ В НИХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. К НАСТОЯЩЕМУ ВРЕМЕНИ, НЕСМОТРИ НА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ЭТИХ РАБОТ, КОТОРЫЕ ВКЛЮЧАЮТ РЕЗУЛЬТАТЫ 2D И 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, А ТАКЖЕ СКВАЖИНЫ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ, ОТКРЫТЫ ВСЕГО ЛИШЬ ДВА КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ И КУЮМБИНСКОЙ ПЛОЩАДЕЙ. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРИТОКИ ГАЗА БЫЛИ ТАКЖЕ ПОЛУЧЕНЫ НА САЛАЙРСКОЙ И НОВОДУДОКОНСКОЙ ПЛОЩАДЯХ. УЧЕННЫЕ ПРОВЕЛИ КОМПЛЕКС ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, РЕКОНСТРУИРОВАЛИ УСЛОВИЯ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ, ВЫЯВИЛИ МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА, РАЗРАБОТАЛИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СИСТЕМ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ ОТЛОЖЕНИЙ АЛАДЬИНСКОЙ СВИТЫ СДЕЛАЛИ ПРОГНОЗ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

LATE RIPHEAN CARBONATE DEPOSITS ARE WIDESPREAD IN THE WEST OF THE SIBERIAN PLATFORM. SINCE THE SEVENTIES OF THE LAST CENTURY, EXPLORATORY WORK HAS BEEN CONDUCTED TO IDENTIFY HYDROCARBON DEPOSITS IN THEM. TO DATE, DESPITE A SIGNIFICANT AMOUNT OF THIS WORK, WHICH INCLUDES THE RESULTS OF 2D AND 3D SEISMIC SURVEYS, AS WELL AS DEEP DRILLING WELLS, ONLY TWO LARGE FIELDS HAVE BEEN DISCOVERED WITHIN THE YURUBCHENO-TOKHOMSKAYA AND KUYUMBINSKAYA AREAS. COMMERCIAL GAS INFLOWS WERE ALSO RECEIVED AT THE SALAIRSKAYA AND NOVOYUDOKONSKAYA AREAS. SCIENTISTS CONDUCTED A COMPLEX OF LITHOLOGICAL STUDIES, RECONSTRUCTED THE CONDITIONS OF SEDIMENTATION, REVEALED THE MECHANISMS OF VOID SPACE FORMATION, DEVELOPED FLOW SYSTEMS LITHOLOGICAL MODELS OF DEPOSITS GENETIC TYPES OF THE ALADYA FORMATION AND MADE A FORECAST OF THEIR DISTRIBUTION

Ключевые слова: пустотное пространство, нефтегазоносные отложения, аладыинская свита, карбонатные отложения, геолого-разведочные работы.

**Козионов
Артем Евгеньевич**
научный сотрудник
РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина,
к.г.-м.н.

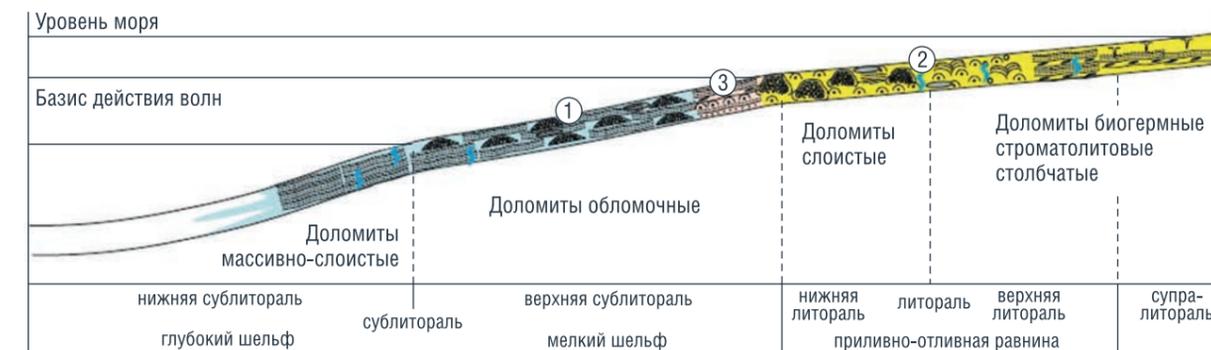
**Постникова
Ольга Васильевна**
декан факультета геологии
и геофизики нефти и газа,
РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина,
д.г.-м.н.

Степень изученности позднерифейских отложений на западе Сибирской платформы крайне неравномерна. Отложения, слагающие природные резервуары позднего рифея, по результатам стандартных петрофизических исследований отличаются крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами и интенсивной трещиноватостью. Наличие в рифейских резервуарах интенсивной трещиноватости, а также крупных полостей обуславливает серьезные

осложнения при вскрытии этих отложений скважинами глубокого бурения. В них наблюдаются интенсивные поглощения и провалы бурового инструмента. Несмотря на большой объем проведенных исследований по изучению литологических характеристик и фильтрационно-емкостного пространства рифейских резервуаров, в настоящее время не выявлены пространственные закономерности распределения генетических типов пустот в разнофациальных отложениях

УДК 561

РИС. 1. Модель осадконакопления аладыинской свиты (по Е.М. Хабарову с доработками авторов)



позднего рифея, что в значительной степени затрудняет прогноз их свойств. Специфические особенности рифейских отложений, а именно их структурно-текстурные характеристики, высокая степень вторичной преобразованности пород, формы проявления и морфометрические параметры пустот, не дают возможности изучить закономерности их распределения в природном резервуаре по керну в полном объеме. Это связано с тем, что размер образцов керна в диаметре не превышает 12 см, что значительно меньше размеров многих структурных компонентов пород, в том числе пустот. Кроме того, степень перекристаллизации и интенсивности вторичного минералообразования настолько велики, что первичные текстуры пород в столь малом объеме керна не диагностируются.

В отличие от Юрубчено-Тохомской области, строение и свойства карбонатных отложений рифея южной периферии Байкитской антеклизы и прилегающей зоны Ангарских складок остаются крайне слабо изученными.

В связи с этим выявление генетических типов пустотного пространства отложений аладыинской свиты рифея и механизмов их формирования в пределах Енисейского кряжа и прилегающих территорий зоны Ангарских складок представляется актуальным.

Цель и задачи исследований

В задачи исследования входило: литологическая характеристика отложений, реконструкция условий осадконакопления, выявление механизмов формирования

пустотного пространства, разработка литологических моделей фильтрационно-емкостных систем генетических типов отложений аладыинской свиты и прогноз их распространения.

В работе проводился широкий комплекс литологических исследований отложений аладыинской свиты по керну скважин глубокого бурения, а также естественных обнажений горных пород.

Сбор фактического материала был осуществлен в ходе шести полевых экспедиций с 2013 по 2019 гг. по районам Красноярского края, а также в процессе работы в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

В результате этих работ и изучения керна материала скважин глубокого бурения была создана коллекция из более чем 600 образцов, изготовлены шлифы и проведены эксперименты на растровом электронном микроскопе, дифрактометре и томографе.

Условия формирования отложений аладыинской свиты

Отложения аладыинской свиты развиты в пределах южной части Сибирской платформы и имеют по всей площади распространения карбонатный состав. Дифференциация литологических характеристик отложений аладыинской свиты во многом определялась многообразием обстановок осадконакопления в пределах обширного бассейна с преимущественно карбонатным типом осадконакопления в пределах восточной части Енисейского кряжа, зоны Ангарских складок и южной части Байкитской антеклизы.

Основные закономерности изменения фациальных обстановок рифейских бассейнов осадконакопления были описаны в работах Е.М. Хабарова, посвященном строению и формированию мезопротерозойских нефтегазоносных карбонатных комплексов Сибирской платформы. Им были выделены фации глубокого, среднего и мелкого шельфа, биогермные фации и фации перитидального шельфа.

Результаты реконструкции условий осадконакопления, представленные в опубликованных работах, в целом соответствуют общим закономерностям строения карбонатных бассейнов, описанных Дж.Л. Уилсоном (1975), А. Шолле и др. (1983).

Основным фактором карбонатонакопления в аладыинском бассейне является наличие различных типов цианобактериальных сообществ, что описано в многочисленных работах Е.М. Хабарова, В.Г. Кузнецова (рисунки 1).

Практически всеми исследователями признается наличие в аладыинское время на юго-западе Сибирской платформы обширной зоны крайне мелководного морского бассейна, в которой осаждались слоистые доломитовые осадки, имеющие цианобактериальный генезис.

В бассейне седиментации выделяется перитидальный шельф с преобладанием комплекса приливно-отливных равнин, которые по латерали переходили в мелководный, иногда средний, шельф с доминированием построек из столбчатых строматолитов. Юго-западнее и юго-восточнее выделяется преимущественно глубокий шельф с карбонатно-силикокластической седиментацией.

В обстановках склона происходило формирование гемипелагитов, турбидитов и отложений дебрисных потоков, в том числе карбонатных. Склоновые карбонатные гравитационные отложения показывают, что эпизодически карбонатная седиментация происходила и в краевых зонах шельфа, что в целом не совсем типично для Енисей-Байкитского бассейна (Хабаров Е.М., Вараксина И.В., 2011).

Зона распространения отложений перитидального шельфа достаточно подробно изучена в работах, посвященных Юрубчено-Тохомскому и Куюмбинскому месторождениям (Хабаров Е.М., Вараксина И.В., 2011). Для этой зоны характерно развитие слоистых цианобактериальных доломитов, в которых достаточно часто прослеживаются следы выхода на поверхность и взлома строматолитовых ламин. В отдельных участках перитидального шельфа выделяются зоны развития доломитов с отчетливыми ламинитовыми структурами, обусловленными развитием пластовых строматолитов, которые формировали отдельные практически морфологически не выраженные биостромные массивы. На отдельных участках

РИС. 2. Биогермные массивы сложены комплексом доломитов строматолитовых пластовых, наиболее широко распространены в отложениях аладынской свиты и изучены в естественных обнажениях по рекам Ангара, Иркиннеева и Каменка



перитидального шельфа в зонах крайнего мелководья строматолитовые образования выходили на поверхность, подвергались деструкции и в ряде случаев – значительной эрозии. В результате изменения pH среды после выхода на поверхность начиналось активное осаждение кремнезема, который формировал зоны раннедиагенетического окремнения. Достаточно часто в разрезах отложений перитидального шельфа встречаются доломиты с комковато-сгустковой структурой, что свидетельствует об их формировании в зоне

крайнего мелководья с активным гидродинамическим режимом.

Краевые зоны перитидального шельфа менее изучены, чем его центральная часть. С целью изучения закономерностей строения краевых зон перитидального шельфа, были инициированы полевые работы по естественным обнажениям рифейских разрезов Енисейского кряжа. Полевые работы проходили по рекам Кожиме, Каменке и Ангаре (2017 г.), Нижней Тере и Иркиннеева (2018–2019 гг.). Кроме того, отложения краевой части перитидального шельфа изучались по керну скважин Салаирской площади.

Изученные разрезы краевой части перитидального шельфа представлены комплексом генетических типов отложений, содержащих биогермные доломиты и сопровождающие их обломочные шлейфы.

Биогермные массивы сложены двумя типами строматолитовых образований – пластовыми и столбчатыми.

Морфологическая выраженность этих биогермных массивов выражается в дифференциации толщин синхронных отложений, а также в рельефе перекрывающих их фрагментах разреза (рисунок 2).

Пластовые строматолиты с комковатой и сгустковой микроструктурой слоев были встречены в обнажениях биогермных массивов на реке Иркиннеева (рисунок 3).

В разрезе биогермных массивов выделяются отдельные более мелкие (элементарные) биогермные массивы, которые имеют толщину, не превышающую 25–30 см, и при этом имеют четкую морфологическую выраженность (рисунок 2). Наличие мощных обломочных шлейфов свидетельствует о высокой контрастности рельефа морского дна и интенсивной волновой активности в краевой зоне перитидального шельфа. Формирование биогермов, сложенных столбчатыми строматолитами, видимо, происходило лишь на локальных участках краевой зоны шельфа, где наблюдалась более высокая гидродинамическая активность.

Видимо, зоны биогермных массивов окаймляют перитидальный шельф, который занимал основную часть современной территории Байкитской антеклизы (рисунок 3).

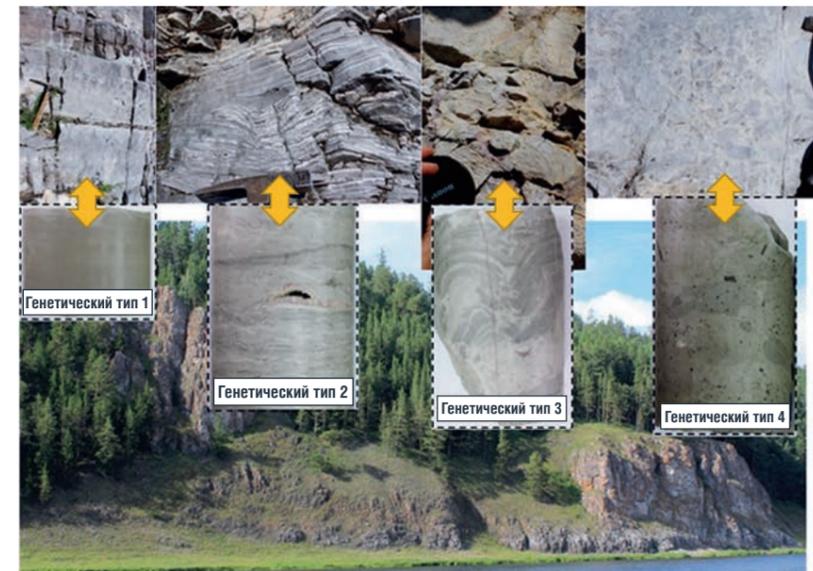
В разрезе выделяются закономерно повторяющиеся слои, сложенные пластовыми строматолитами, столбчатыми строматолитами, толстослоистыми доломитами и доломитами с ярко выраженной обломочной структурой (рисунок 4).

Аналогичные типы текстур были встречены в керне скважин.

В целом формирование отложений аладынской свиты происходило в условиях мелководного теплого морского бассейна с повышенной щелочностью, в котором процессы осадконакопления определялись жизнедеятельностью цианобактериальных строматолитовых палеоценозов.

Исключительной особенностью рифейских карбонатных отложений является их крайне низкая пористость (1–3%) по результатам стандартных петрофизических исследований. Практически всеми исследователями отмечается, что все рифейские породы-коллекторы относятся к трещинному и каверново-трещинному типу (К.И. Багринцева и др., 2003). Достоверность результатов стандартных петрофизических исследований по изучению параметров фильтрационно-

РИС. 4. Генетические типы пород аладынской свиты в обнажениях и их аналоги в керне скважины Салаирская 1



емкостных свойств рифейских пород-коллекторов часто вызывает большие сомнения, так как геометрические параметры пустот часто значительно больше размеров стандартного петрофизического цилиндра. Проницаемость рифейских коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения изменяется от тысячных долей до 900 мД и более, что, безусловно, связано со сложностью строения пустотного пространства и особенно – с неравномерным развитием систем трещин.

Разнообразие и неоднозначность представлений о структуре пустотного пространства рифейских карбонатных отложений во многом определяется их текстурными характеристиками, которые могут быть неоднозначно интерпретированы по керновому материалу. Так или иначе, всеми исследователями признается ведущая роль вторичных процессов в формировании пустотного пространства рифейских резервуаров, а их интенсивность и направленность во многом зависят от текстурных характеристик пород.

Наиболее ярко связь текстурных особенностей пород и направленности вторичных процессов, контролирующей пустотное пространство карбонатных отложений аладынской свиты, проявилась в доломитах пластовых строматолитовых.

Модель пустотного пространства доломитов строматолитовых пластовых

Пустотное пространство отложений пластовых строматолитов представляет собой систему щелевидных пустот, расположенных в межслоевом пространстве строматолитовых ламин, раскрытость которых варьируется от долей миллиметра до нескольких сантиметров. Системы этих пустот протягиваются на большие расстояния до 300 м (видимые в обнажении) и контролируются текстурой пластовых строматолитов. Поверхность пустот интенсивно и последовательно минерализована кристаллами доломита и гематита.

Такие пустоты являются, по сути, остаточными, сформировавшимися в результате неполной минерализации зон послойного выщелачивания. Эти пустоты соединяются в единую гидродинамическую систему ортогонально расположенными вертикальными и горизонтальными трещинами. Горизонтальные трещины наследуют геометрию строматолитовых ламин и отличаются значительно большей минерализацией, чем вертикальные тектонические трещины.

На срезе, сделанном в крест напластования, наблюдается серия закономерно расположенных ячеистых пустот, инкрустированных

РИС. 3. Фациальная палеогеографическая схема аладынского бассейна Байкитской антеклизы и прилегающих территорий. Прогнозируемая мощность отложений перитидального шельфа 200–300 м, мощность отложений зоны развития биогермных массивов 300–600 м, мощность отложений области склона 100–200 м

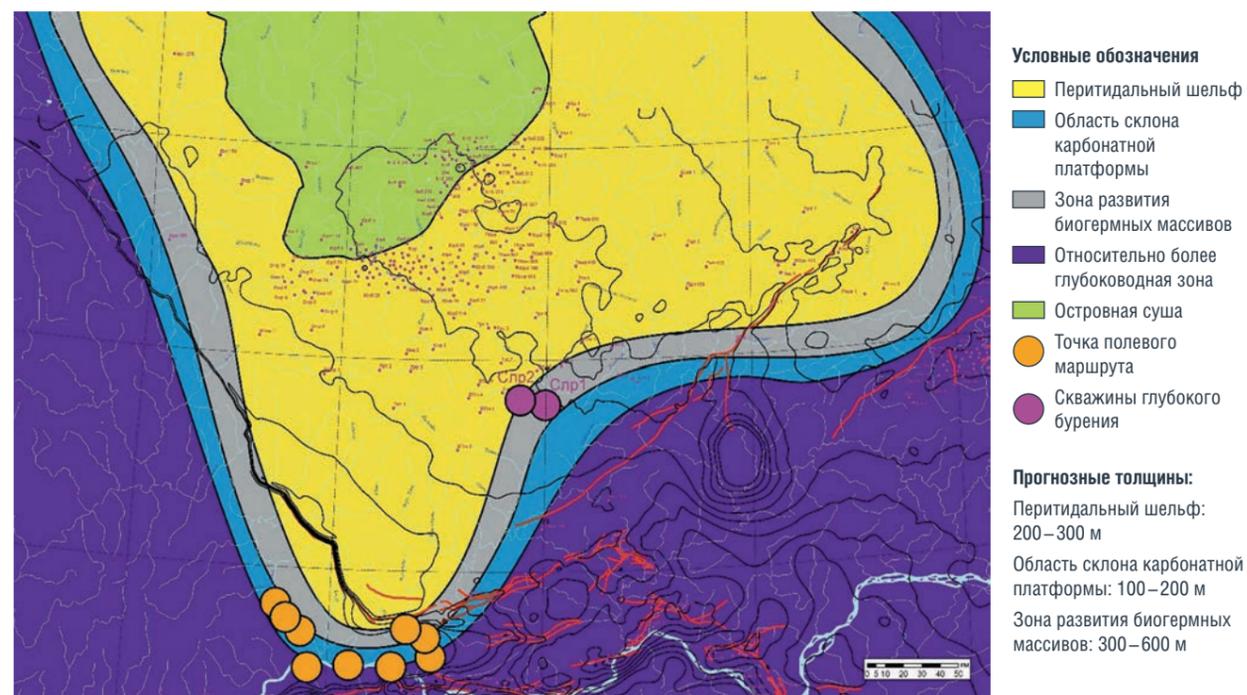


РИС. 5. Остаточные пустоты выщелачивания



последовательно кристаллами доломита и гематита. Размер ячейки на срезе составляет 1x1 см. Пустоты в ячейках связаны ортогональной системой каналов, которые обусловлены геометрией поверхности напластования и направленностью тектонических трещин (рисунок 5).

Помимо отчетливо видимых в обнажении систем ортогональных трещин, в шлифах выделяются системы микротрещиноватости, также имеющие ортогональную направленность.

Как макро- так и микротрещины интенсивно минерализованы, но остаточная раскрытость трещин варьируется от микрон до нескольких миллиметров.

Формирование этого типа пустот имело многостадийный характер. На начальной стадии процессом масштабного выщелачивания были затронуты строматолитовые ламины, вдоль которых распространялись агрессивные флюиды. Отчетливые следы растворения строматолитовых ламин наблюдаются как в обнажениях, так и в керне скважин Юрубченского месторождения.

РИС. 7. Кристаллы доломита вытянутой, изогнутой (седловидной) формы

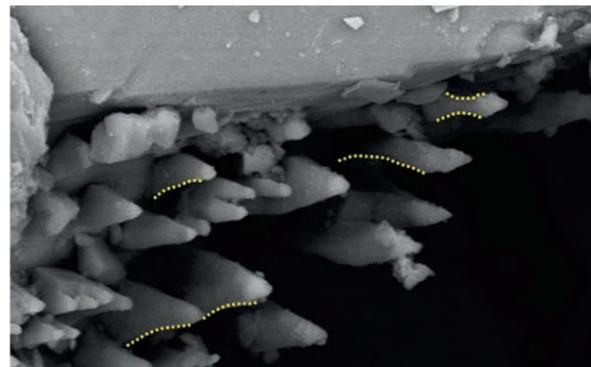


РИС. 6. Остаточные пустоты выщелачивания

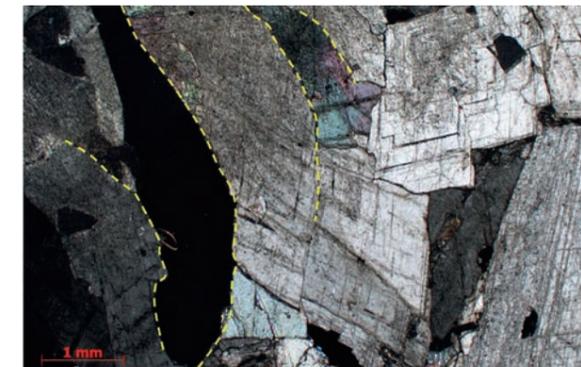


Аналогичные процессы выщелачивания строматолитового каркаса описаны в работе К.Ю. Васильевой, посвященной изучению рифейского резервуара на Куюмбинском месторождении. Локально в отдельных образцах растворение первичного строматолитового каркаса имеет столь широкий масштаб, что практически привело к его полному уничтожению. Растворение строматолитового каркаса происходило по наиболее проницаемым его частям.

После стадии выщелачивания строматолитовых ламин последовали стадии вторичной минерализации. Следует отметить, что они также прерывались процессами растворения. На стенках пустот повсеместно отмечается несколько генераций вторичного доломита, гематита, пирита и рутила.

Следует отметить, что кристаллы доломита, минерализующие выщелоченное пустотное пространство, растут навстречу друг другу, причем кристаллы, как правило, хорошо образованы и достигают размеров 7–8 мм (рисунок 6).

РИС. 8. Кристаллы доломита вытянутой, изогнутой (седловидной) формы



Кристаллы доломита часто имеют зональное строение, что указывает на импульсный привнос минерализованных растворов, обеспечивающих доломитообразование в пространстве между ламинами.

Характерной особенностью кристаллов доломита, инкрустирующих межслоевое пустотное пространство, является образование седловидных (сидельчатых) кристаллов, описанных в работах К.Ю. Васильевой и А.П. Вилесова.

Седловидный доломит характеризуется кривыми поверхностями кристаллов и волнистым погасанием, что отражает искривленную кристаллическую решетку (рисунок 7).

Температуры гомогенизации, свойственные кристаллам седловидного доломита, находятся в пределах 80–235 °С, но чаще варьируются в пределах 100–180 °С (Davies, Smith, 2006). Близкие температуры подходят для образования и идиоморфных кристаллов доломитов, формирующихся по трещинам

РИС. 9. Стадийное заполнение пустот выщелачивания новообразованными кристаллами доломита и гематита



в результате гидротермальных процессов: 80–160 °С (Braithwaite, Rizzi, 1997), 100–160 °С (McNeil et al, 1998), 110–170 °С (Smith, 2006) (рисунок 7).

Из этого следует, что предполагать образование аутигенных раннедиагенетических кристаллов доломита в межслоевом пространстве доломитов пластовых строматолитовых не представляется возможным.

Следует отметить, что зональный рост кристаллов доломита подчеркивается формированием микрощеток гематита по граням формирующихся кристаллов.

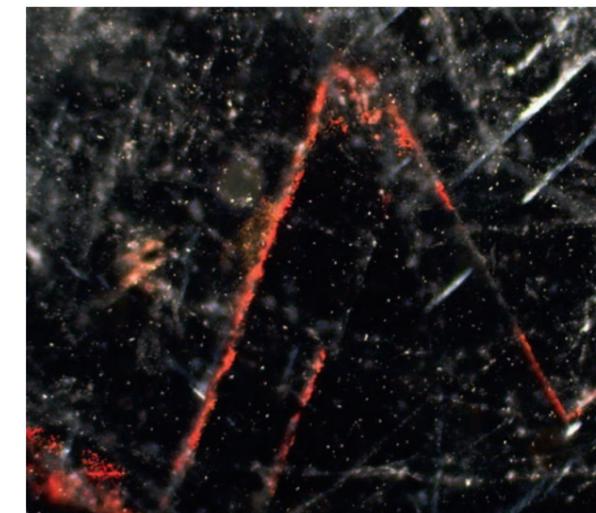
В отдельных фрагментах пород отчетливо видно, что процесс вторичного образования кристаллов доломита и гематита носил многостадийный характер (рисунок 9).

Гематит в пустотах выделяется несоизмеримо чаще относительно других рудных минералов и представлен в виде глобулей и сфер в межкристалловом пространстве или образует щетки на поверхности кристаллов доломита.

Щетки гематита в межслоевом пространстве строматолитов завершают финальную стадию доломитообразования (рисунок 10).

Суммируя результаты изучения пустотного пространства пластовых строматолитовых доломитов, схематично можно представить концептуальную модель пустотного пространства связанного с ними природного резервуара.

РИС. 10. Стадийное заполнение пустот выщелачивания новообразованными кристаллами доломита и гематита



Механизмы формирования резервуара аладьинской свиты

Исследования морфологии и характера минерализации пустотного пространства рифейских карбонатных отложений аладьинской свиты показали важнейшую роль гидротермальных процессов для формирования характеристик фильтрационно-емкостной системы рифейского природного резервуара.

Широкое развитие гидротермальных процессов в карбонатных отложениях рифея на западе Сибирской платформы было описано в многочисленных работах, посвященных генезису золоторудных, магнетитовых, железистых и других

РИС. 11. Схема проявления гидротермальных процессов в Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоне (по John Perez Graphics & Design, 2014 с доработками авторов)



месторождений, открытых на этой территории. На восточном склоне Енисейского кряжа в терригенно-карбонатных отложениях свит аладьинской и карточки среднего рифея выявлены гидротермальные жильные золоторудные месторождения, описанные в работах Р.Х. Мансурова, А.В. Тарасова (2017 г.).

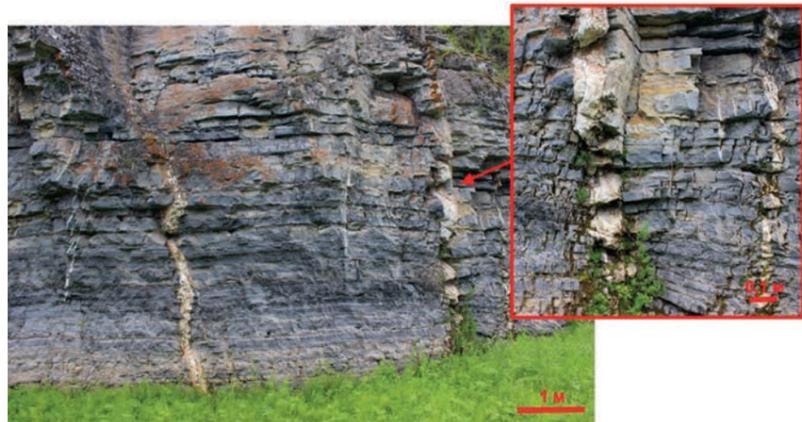
Схема распространения гидротермальных растворов в осадочном чехле запада Сибирской платформы.

В вышележащих отложениях рифея в ходе полевых работ по реке Каменке были описаны гидротермальные жильные карбонатные образования, развитые по вертикальным тектоническим трещинам, раскрытостью до полуметра (рисунок 12).

Формирование гидротермальных систем на западе Сибирской платформы могут быть связаны с проявлением карбонатитовых интрузий (Гидротермально-метасоматические формации России, 2016), широко распространенных в пределах зоны Ангарских складок (Петров О.В., Плющев Е.В., Шатов В.В., Молчанов А.В., Соловьев Н.С., Кашин С.В., Соболев А.Е., Терехов А.В., ВСЕГЕИ).

Следует отметить, что фрагменты карбонатитовой интрузии были выявлены и описаны при изучении керна скважины Ильбокичская 3, расположенной в пределах изучаемой территории.

РИС. 12. Вертикальные минерализованные трещины раскрытостью до 30 см, секущие рифейский карбонатный комплекс



Воздействие агрессивных щелочных гидротермальных растворов, сопровождавших карбонатитовые интрузии на карбонатные породы аладынской свиты рифея, первоначально проявилось в их интенсивном растворении.

Вероятно, растворение доломитовых ламин и обломков в доломитах строматолитовых слоистых и доломитах обломочных происходило в несколько этапов. В трудах А.А. Шумкина, М.Н. Карева (2014) описан процесс взаимодействия доломитовых пород с щелочными растворами. Последовательное изменение pH и eH растворов, а также перенасыщение их магнием приводило к последовательному растворению вмещающих доломитов и затем осадке крупных вторичных доломитовых кристаллов. По данным К.Ю. Васильевой, рост аутигенных сидельчатых кристаллов доломита происходил, с одной стороны, очень быстро, с другой стороны – носил импульсный характер (Шумкина А.А., Карев М.Н., 2014).

На более поздних стадиях гидротермального минералообразования происходило осаждение кристаллов гематита, пирита и рутила.

В результате анализа литературных данных, а также изучения стадийности вторичных преобразований и определения закономерностей их пространственного проявления была создана схема формирования пустотного пространства в карбонатных отложениях аладынской свиты рифея (рисунок 13).

Слоистые отложения аладынской свиты были проработаны агрессивными основными гидротермальными растворами, что привело к образованию щелевидных пустот различного размера в латеральном направлении. Последующее изменение геохимии раствора вследствие растворения строматолитовых ламин привело к интенсивной последовательной крустификации этих пустот кристаллами доломита и гематита. Гидротермальная природа кристаллов, которые выполняют пустоты, подтверждается их формой. Образование аутигенных кристаллов происходило при остывании раствора температурой 200–250 °С. На последних стадиях минерализации пустот выпадали кристаллы кварца, пирита и рутила, их количество значительно менее представительно по отношению к доломиту и гематиту.

Впоследствии толща аладынской свиты была подвергнута воздействию тектонических процессов, что привело к растрескиванию слоев в вертикальном направлении. Такие трещины хорошо различимы как при макроисследованиях обнажений, так и при более детальных оптических исследованиях. В целом эти трещины могут быть полностью залечены вторичными минералами или быть частично открытыми. По результатам лабораторных исследований было установлено, что, как правило, такие трещины заполняются кварцем или кальцитом.

Закономерное распределение макротрещин и микротрещин формирует фильтрационную

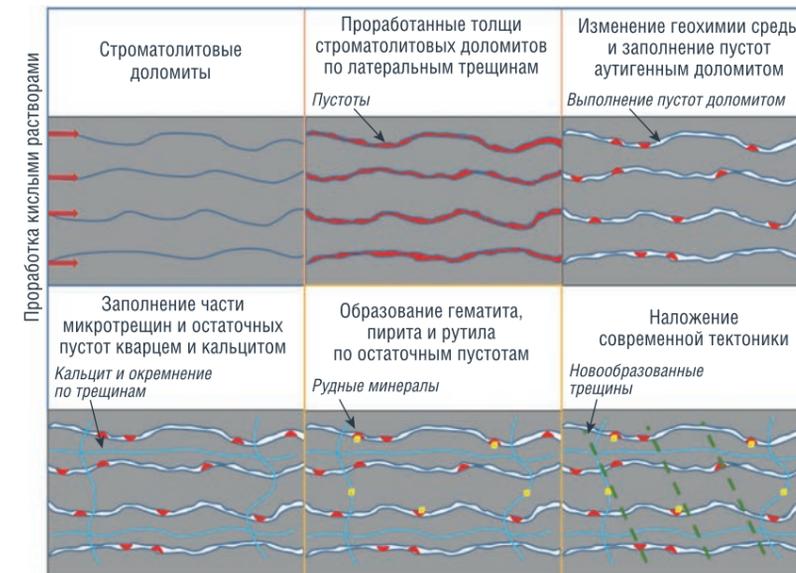
систему рифейского природного резервуара. Трещины объединяют в единую систему части природного резервуара с различными моделями строения пустотного пространства.

Существенную роль в этих моделях, безусловно, будут играть различные типы трещин, изучению которых посвящены многочисленные исследования О.В. Гутина, К.И. Багринцева, В.В. Харахинова. Ведущая роль в образовании трещин всеми исследователями, безусловно, отводится тектоническим процессам. При изучении трещин аладынской свиты в обнажениях были найдены многочисленные подтверждения этого факта. Тектонические трещины различного характера, как правило, имеют субвертикальную направленность и секут весь разрез аладынской свиты.

В ряде случаев наблюдается смещение слоев в горизонтальной плоскости. Степень минерализации стенок трещин различна. В разрезах по реке Каменке в вышележащих рифейских отложениях наблюдаются субвертикальные минерализованные трещины раскрытостью до 30 см, заполненные доломитом. Но в то же время в большинстве случаев в аладынской свите степень минерализации стенок этих трещин довольно слабая.

Следует отметить, что практически во всех работах, посвященных трещиноватости Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений, описываются трещины, имеющие субвертикальную направленность, так как геофизические методы позволяют охарактеризовать трещины именно такого рода. При изучении аладынской свиты в обнажениях стало очевидным, что важную роль в фильтрационной системе резервуаров играет горизонтальная трещиноватость. Эти трещины, как правило, наследуют морфологию строматолитовых слоев и протягиваются на значительные расстояния до сотен метров и имеют раскрытость (до 7 см), значительно меньшую чем вертикальные трещины, но при этом они более интенсивно минерализованы. Стенки трещин выполнены крупными кристаллами доломита и щетками гематита. Взаимное пересечение систем этих трещин создает блоковую структуру аладынского резервуара.

РИС. 13. Схема формирования пустотного пространства в карбонатных отложениях аладынской свиты рифея



Заключение

Формирование отложений аладынской свиты происходило в условиях мелководного теплого морского бассейна с повышенной щелочностью, в котором процессы осадконакопления определялись жизнедеятельностью строматолитовых палеоценозов. В наиболее мелководной части бассейна (перитидальный шельф) накапливались доломиты толстослоистые и строматолитовые пластовые. В краевых частях перитидального шельфа этого бассейна формировались биогермные массивы, сложенные доломитами пластовыми и столбчатыми. Зоны развития биогермных массивов обрамлялись отчетливо выраженными склоновыми отложениями, представленными обломочными доломитами.

В северной части Байкитской антеклизы существовала островная суша, сложенная гранитами, которая представляет собой зону отсутствия отложений аладынской свиты. В пределах обширной зоны перитидального шельфа толщины аладынской свиты не превышают 300 метров. Отложения аладынской свиты до 500 метров наблюдаются краевой части перитидального шельфа, где широко распространены биогермные массивы. Уменьшение толщин прогнозируется в зоне развития склоновых отложений, обрамляющих биогермный массив.

Структура и параметры пустотного пространства разнофациальных отложений аладынской свиты определяются морфологическими особенностями строматолитовых палеоценозов и их производных структурных компонентов, а также интенсивностью и направленностью разноранговой трещиноватости. Важнейшим фактором формирования фильтрационно-емкостного пространства аладынской свиты является многоэтапная проработка этих отложений гидротермальными процессами, которые приводили к избирательному выщелачиванию, а затем к частичной или полной минерализации вновь образованного пустотного пространства. Интенсивность выщелачивания и трещинообразования в значительной степени контролируется первичными текстурными и структурно-вещественными особенностями пород.

Гидротермальные процессы сопровождали эпохи кимберлитового и траппового магматизма, а также байкальскую тектоническую активизацию. Стадийные изменения химизма гидротермальных флюидов приводили к выщелачиванию первичных структурных компонентов пород аладынской свиты и минерализации пустотного пространства доломитом, гематитом и рудными минералами. Часть трещин, секущих все структурные

компоненты пород аладынской свиты, минерализованы кварцем. Эта минерализация может быть отнесена к наиболее поздним стадиям гидротермального процесса.

Ведущим фактором формирования фильтрационно-емкостного пространства природного резервуара аладынской свиты является интенсивность и направленность гидротермальных процессов, определивших морфометрические параметры пустотного пространства для каждого генетического типа отложений. Фильтрационная составляющая резервуара обусловлена ортогональной системой трещин, ограничивающих блоки поровых объемов, характеризующихся различными моделями пустотного пространства. ●

Литература

- Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов. 2003.
- Вахромеев А.Г., Разяпов Р.К., Постникова О.В., Кутукова Н.М., Сверкунов С.А., Сираев Р.У. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальных бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ // Новосибирск. Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2015. С. 67–81.
- Гутина О.В., Бабинцев А.Ф. Новые данные по стратиграфии венда и рифея юго-западной части Сибирской платформы / Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы. М-лы науч.-практ. конф. ФГПУ СНИИГиМС. – 2003. – С. 218–221.
- Комар Вл.А. Строматолиты в корреляции опорных разрезов рифея Сибири и Урала // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1990. – № 10. – С. 3–15.
- Кочнев Б.Б., Наговицин К.Е., Файзуллин М.Ш. Новые данные по стратиграфии неотерозойских отложений зоны сочленения юга Енисейского края и внутренних районов Сибирской платформы // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту). Иркутск, Ин-т географии СО РАН, 2003, с. 138–141.
- Крупенин М.Т., Гараева А.А. Процессы преобразования карбонатных эвалоритов аладынской свиты рифея Енисейского края // ЕЖЕГОДНИК-2015, Тр. ИГТ УрО РАН. – 2016. – № 163. – С. 155–163.
- Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. М.: Недра, 1980 – 463 с.
- Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Нельско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) // Новосибирск: Из-во СО РАН, 2007. 467 с.
- Gregg J. M., Sibley D. F. Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture // Journal of Sedimentary Petrology. – 53. – 1984. – PP. 908–931.
- Schollee P. A., Ulmer-Schollee D. S. A colour guide to the petrography of carbonate rocks: grains, textures, porosity, diagenesis // AAPG Memoir 77 – 2006.

KEYWORDS: void space, oil and gas bearing deposits, aladya formation, carbonate deposits, geological exploration.

РАЗВИТИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ВЕНГРИИ

с учетом зарубежного опыта (на примере Китая)

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ВЕНГРИИ С УЧЕТОМ ОПЫТА КИТАЯ В ЭТОМ НАПРАВЛЕНИИ. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА ОСНОВАНА НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИЛИ НЕИСЧЕРПАЕМЫХ ПО ЧЕЛОВЕЧЕСКИМ МАСШТАБАМ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ СЕГОДНЯ НЕ ТАК ШИРОКО, КАК ТРАДИЦИОННЫЕ, И НАНОСЯТ МЕНЬШЕ ВРЕДА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ. К НИМ ОТНОСЯТСЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ, ВЕТРЯНАЯ, ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ, ЭНЕРГИЯ ПРИЛИВОВ И ОТЛИВОВ, БИОЭНЕРГЕТИКА И ДР. В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ИНФОРМАЦИЯ О РЫНКЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В КИТАЕ И ВЕНГРИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПОКАЗАНА ДОЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ В ОБЩЕМ ОБЪЕМЕ ЭНЕРГОПОСТАВОК, А ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ДИНАМИКА УСТАНОВКИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ В ЭТИХ СТРАНАХ. БОЛЕЕ ТОГО, АВТОРЫ УДЕЛЯЮТ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ КИТАЙСКОГО ОПЫТА В СФЕРЕ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ВЕНГРИИ И СОЗДАНИЮ ДЛЯ НЕЕ НЕОБХОДИМОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

THE ARTICLE INVESTIGATES THE USE OF ALTERNATIVE ENERGY IN HUNGARY, TAKING INTO ACCOUNT THE EXPERIENCE OF CHINA IN THIS SPHERE. ALTERNATIVE ENERGY IS BASED ON THE USE OF RENEWABLE OR INEXHAUSTIBLE ENERGY SOURCES ON A HUMAN SCALE, WHICH ARE USED TODAY NOT AS WIDELY AS TRADITIONAL ONES, AND DO LESS HARM TO THE ENVIRONMENT. THESE INCLUDE SOLAR ENERGY, WIND, HYDROPOWER, GEOTHERMAL, TIDAL ENERGY, AND BIOENERGY. THE ARTICLE INCLUDES INFORMATION ON THE RENEWABLE ENERGY MARKET IN CHINA AND HUNGARY, INCLUDING THE SHARE OF RENEWABLE ENERGY IN TOTAL ENERGY SUPPLY, THE DYNAMICS OF INSTALLATION AND CONSUMPTION OF RENEWABLE ENERGY IN THESE COUNTRIES. MOREOVER, THE AUTHORS PAY SPECIAL ATTENTION TO THE APPLICATION OF THE CHINESE EXPERIENCE IN THE DEVELOPMENT OF ALTERNATIVE ENERGY IN HUNGARY AND THE CREATION OF THE NECESSARY INFRASTRUCTURE

Ключевые слова: альтернативная энергетика, возобновляемые источники энергии, Венгрия, Китай, зарубежный опыт.

Захаров Александр Николаевич

профессор, доктор экономических наук, профессор кафедры мировой и национальной экономики, ВАВТ Минэкономразвития России

Важность перехода на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и повышения энергоэффективности увеличивается с каждым годом. В последнее десятилетие число стран с политикой и целями в области возобновляемых источников энергии динамично росло.

Рахимзода Мухайёи Асомидин

докторант (PhD) департамента Мировой экономики, Института международных отношений и политологии Университета Корвинуса в Будапеште

Европейский союз поставил перед собой амбициозные цели – стать первым в мире климатически нейтральным континентом. В июле 2021 г. Европейская комиссия приняла ряд законопроектов о переходе на возобновляемые источники энергии и снижении выбросов парниковых газов, что способствует достижению целей Парижского соглашения, подписанного в 2015 г. в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, которая регулирует меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере с 2020 г.

Таким образом, Европейский союз поставил перед собой масштабные цели:

- сократить выбросы парниковых газов не менее чем на 40%;
- повысить энергоэффективность не менее чем на 32,5%;
- увеличить долю возобновляемой энергии до 32%¹.

Для достижения данных целей Европейский союз требует от стран-членов десятилетний Национальный план по энергетике и климату, который должен описывать, как каждая отдельная страна будет достигать своих целей.

Вопрос о переходе на возобновляемые источники энергии в Европе встал еще острее после

¹ National energy and climate plans (NECPs). – [Электронный ресурс]. – European Commission. – Режим доступа: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/national-energy-and-climate-plans-ncps_en. Дата обращения: 11.07.2022.

УДК 620.92



изменения геополитической картины мира и в связи с проведением Россией специальной военной операции на Украине с целью демилитаризации и денацификации.

Под нажимом США от стран Европы потребовали отказаться от поставок энергоресурсов из РФ с целью затормозить, сдержать развитие экономики России. А также отказаться от своих планов по развитию «зеленой энергетики» и сделать ставку на энергетику с так называемым высоким углеродным следом и закупать в основном энергоресурсы по высоким ценам в США². В новых реалиях китайский опыт развития альтернативной энергетики может быть весьма полезен сегодня для отдельных европейских стран, и прежде всего таких, как Венгрия.

Рынок возобновляемых источников энергии в Венгрии

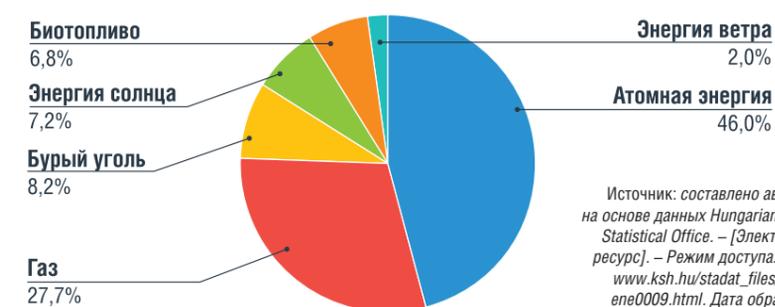
Венгрия как член Европейского союза стремится сократить выбросы парниковых газов в атмосферу и увеличить долю возобновляемых источников энергии. Использование возобновляемых источников энергии для Венгрии означает:

- сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу;
- диверсификацию источников энергии;
- снижение зависимости от рынка ископаемого топлива;
- стимулирование занятости за счет создания новых рабочих мест в данной сфере.

Несмотря на это, производство электроэнергии из возобновляемых источников энергии является развивающимся сектором в Венгрии. До сих пор традиционные источники энергии играют важную роль в обеспечении населения и бизнеса энергией, в том числе атомной энергией и газом³. На них приходится более 73,7% производства электроэнергии.

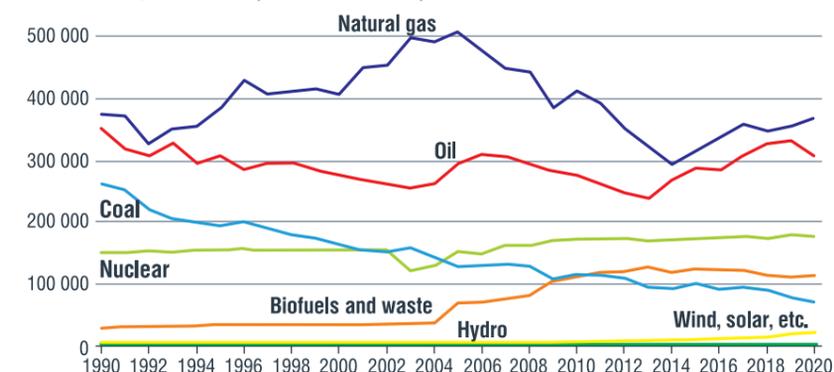
Несмотря на статистику распределения электроэнергии по источникам в Венгрии в 2021 г.,

РИС. 1. Распределение электроэнергии по источникам в Венгрии в 2021 г.



Источник: составлено авторами на основе данных Hungarian Central Statistical Office. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ksh.hu/stadat_files/ene/en/ene0009.html. Дата обращения: 12.07.2022

РИС. 2. Общий объем энергопоставок в Венгрии по источникам за 1980–2020 гг.



Источник: Hungary. – [Электронный ресурс]. – International Energy Agency. Режим доступа: <https://www.iea.org/countries/hungary>. Дата обращения: 12.07.2022

Необходимо указать, что рынок солнечной энергии является сегодня крупнейшим источником возобновляемой энергии в Венгрии. Гидроэлектростанции не являются действенным вариантом получения энергии в Венгрии из-за недостаточного топографического рельефа. Энергия ветра не является также жизнеспособным вариантом, особенно с учетом запрета правительства Виктора Орбана на строительство турбин ветряных электростанций в радиусе 12 км от населенных пунктов. Таким образом, на солнечную энергию приходится в настоящее время 10,6% от общей доли производства электроэнергии страны.⁵

В Венгрии мало заводов по переработке отходов в энергию, но в столице страны Будапеште есть коммунальная электростанция по сжиганию отходов, которая имеет значительную мощность и вырабатывает пар для централизованного теплоснабжения и электричества.

Кроме того, в Венгрии существуют несколько геотермальных проектов, которые уже находятся в эксплуатации или разрабатываются, как правило, в малых или средних городах для обеспечения теплом муниципальных районов и общественных зданий. Венгрия обладает значительным потенциалом в области геотермальной энергии, хотя эти запасы обычно используются для отопления, а не для производства электроэнергии.

Говоря о процессе развития сектора возобновляемых источников энергии, можно отметить введение режима METAR. Данный режим применяется с 1 января 2017 г.⁶ и предполагает обязательные



льготные тарифы, а также премиальные субсидии для вновь построенных энергоблоков, использующих возобновляемые источники энергии, или для существующих блоков, которые должны быть модернизированы, если затраты на реконструкцию превышают 50% первоначальных инвестиций.

Китайский рынок возобновляемых источников энергии

Энергетический сектор Китая движется в новом направлении после призыва генерального секретаря ЦК Коммунистической партии Китая Си Цзиньпина к «энергетической революции», «борьбе с загрязнением» и переходу к экономической модели, основанной на увеличении социальных услуг населению страны.

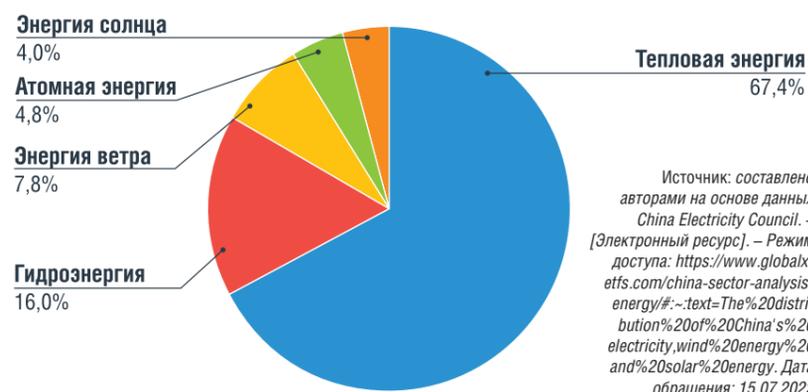
По данным китайского Совета по электроснабжению, в 2021 г.

основным источником электроэнергии выступала тепловая энергетика, на долю которой приходилось более 67%. На возобновляемые источники энергии в целом приходилось 16,6%.

Однако Китай активно развивает рынок возобновляемых источников энергии, принимая во внимание, что страна занимает первое место в мире по выбросам CO₂ в атмосферу и на нее приходится более 30% общемировых эмиссий⁷. Учитывая этот факт, Китай взял курс на «зеленую экономику», где особое внимание уделяется развитию более экологичных источников энергии – солнечной и ветряной генерации.

Китай добился значительных успехов в разработке и использовании возобновляемых источников энергии на фоне усилий по сокращению выбросов углекислого газа и продвижению «зеленого» развития, как сообщил глава Государственного управления КНР по делам энергетики Чжан Цзяньхуа⁸.

РИС. 3. Распределение электроэнергии по источникам в Китае в 2021 г.



⁵ Hungary reaches 19.2% renewables share in 2021. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bbj.hu/economy/energy/green-energy/hungary-reaches-19-2-renewables-share-in-2021>. Дата обращения: 12.07.2022.

⁶ Renewable energy law and regulation in Hungary. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/hungary>. Дата обращения: 13.07.2022.

⁷ Китайская зеленая революция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru/expert-opinions/2022/06/15/kitajskaja-zeljonaja-revoljucija/>. Дата обращения: 16.07.2022.

⁸ Китай наращивает масштабы разработки возобновляемых источников энергии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/20210331/energetika-1603599752.html>. Дата обращения: 13.07.2022.

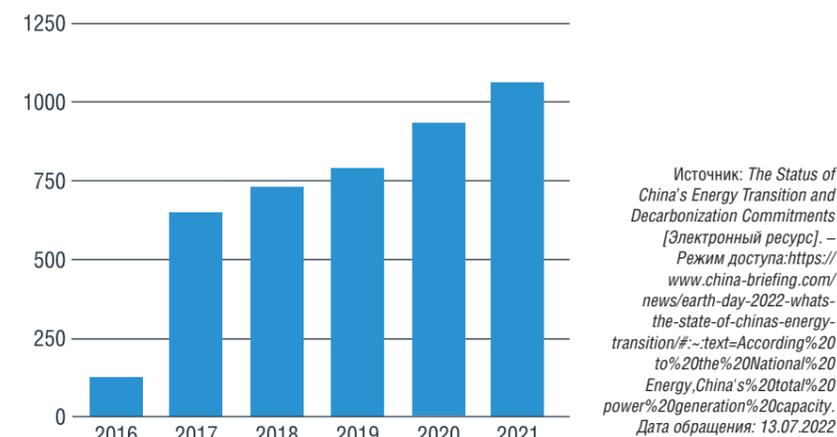
Закон «О возобновляемых источниках», регулирующий данную отрасль, был принят в 2006 г. Начиная с 2010 г. Китай активно развивает рынок возобновляемых источников энергии с помощью государственных субсидий, которые в основном направлены на создание оборудования в области возобновляемой энергии.

В 2021 г. общая установленная мощность генерации возобновляемой энергии в Китае достигла 1063 ГВт⁹. Надо отметить, что по установленной мощности в секторах гидроэнергетики, ветроэнергетики и секторе по генерации фотоэлектрической энергии страна находится на первом месте на протяжении 16 лет подряд¹⁰.

Более того, в период с 2019 по 2024 г. на долю Китая будет приходиться 40% глобального расширения мощностей возобновляемых источников. Китай ставит глобальные цели: к 2030 г. – увеличить долю мощностей ветровой и солнечной генерации до 1200 ГВт, а к 2060 г. – осуществить полномасштабный переход на возобновляемые источники энергии.

По состоянию на июнь 2021 г., в Китае строилось 18 солнечных электростанций, а 282 солнечных фотоэлектрических станций находятся на разных этапах получения государственных разрешений на строительство. Кроме того, в стране на стадии строительства находятся также 113 ветряных электростанций и более

РИС. 4. Установленная мощность генерации ВИЭ в Китае за 2016–2021 гг., ГВт



100 ветряных электростанций находятся на стадии получения государственных разрешений на строительство¹¹.

Китай не только инвестирует и развивает отрасль возобновляемых источников энергии внутри страны, но также играет важную роль на мировом рынке. Страна лидирует в производстве ветроэнергетического оборудования и фотоэлектрических элементов.

Около 75% производства солнечных панелей в мире контролируется китайскими компаниями, 6 из 10 крупнейших производителей ветроэнергетического оборудования являются также китайскими¹². Китай экспортирует оборудование для возобновляемых источников энергии по всему миру.

Развитие альтернативных источников энергии в Венгрии с учетом китайского опыта

Развивая альтернативные источники энергии, Венгрия успешно внедряет опыт зарубежных стран. Так, например, Венгрия совместно с Россией строит два новых блока атомной электростанции «Пакш-2». Еще в 2014 г. Венгрия и РФ заключили соглашение о строительстве атомной электростанции стоимостью 14,7 млрд долл. США¹³.

Эта единственная атомная электростанция в Венгрии, которая производит почти 50% электроэнергии в Венгрии. Завершение строительства атомной электростанции планируется на 2029 г.



⁹ The Status of China's Energy Transition and Decarbonization Commitments [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.china-briefing.com/news/earth-day-2022-whats-the-state-of-chinas-energy-transition/#:~:text=According%20to%20the%20National%20Energy,China's%20total%20power%20generation%20capacity.> Дата обращения: 13.07.2022.

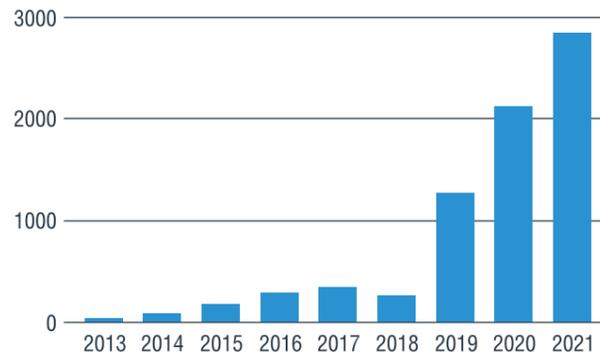
¹⁰ Китай наращивает масштабы разработки возобновляемых источников энергии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/20210331/energetika-1603599752.html>. Дата обращения: 13.07.2022.

¹¹ Китай и Россия. Цифры и факты о ВИЭ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tinkoff.ru/invest/social/profile/EcoEnergy/9e60907d-4942-402f-999a-13ec7b6b023b/>. Дата обращения: 18.07.2022.

¹² Китайская зеленая революция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru/expert-opinions/2022/06/15/kitajskaja-zeljonaja-revoljucija/>. Дата обращения: 16.07.2022.

¹³ Венгрия ожидает завершения строительства АЭС «Пакш-2» в 2029 году. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tass.ru/ekonomika/11851981?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com. Дата обращения: 19.07.2022.

РИС. 5. Установленная мощность генерации солнечной энергии в Венгрии за 2016–2021 гг., МВт



Источник: Kiemelkedő mérföldkőhöz közelít a magyar napenergia szektor. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.portfolio.hu/gazdasag/20211119/kiemelkedo-merfoldkoho-hoz-kozelit-a-magyar-napenergia-szektor-511538>. Дата обращения: 19.07.2022

Как было отмечено ранее, развитие солнечной энергии является самой перспективной в Венгрии, и одновременно Китай является крупнейшим производителем и поставщиком солнечных батарей в мире. 8 из 10 крупнейших компаний мира по производству солнечных батарей являются китайскими.¹⁴

Венгрия активно сотрудничает с Китаем в этом направлении, перенимая китайский опыт. Так, в 2021 г. Китай совместно с Венгрией построил крупнейшую солнечную электростанцию в Центральной Европе, которая находится в Капошваре на юго-западе страны. Проект стоимостью в 100 млн евро способствует увеличению фотоэлектрической мощности страны на 5%, сокращая выбросы углерода на 120 тыс. тонн, а также поможет Венгрии достичь целей, поставленных в рамках борьбы с изменением климата и снижением выбросов CO₂ на 95% к 2050 г.¹⁵

С другой стороны, учитывая размеры страны, Венгрия может закупать солнечные панели, произведенные в Китае, и начать их активно использовать внутри страны. Венгрия с каждым годом увеличивает установленные мощности генерации солнечной энергии. Так, например, общая установленная мощность генерации солнечной энергии в 2021 г. достигла 2000 МВт¹⁶. Динамика мощностей генерации солнечной энергии в Венгрии за 2016–2021 гг. представлена на рисунке 5.

Таким образом, Венгрия достигла значительных успехов в развитии альтернативных источников энергии, инвестируя и сотрудничая со странами, которые имеют большой опыт в этой сфере, прежде всего с Китаем и Россией.

В перспективе можно ожидать более тесное сотрудничество между Венгрией и Китаем в сфере возобновляемой энергии и роста инвестиций в венгерскую «зеленую экономику».

Принимая во внимание важность борьбы с изменением климата, использование

альтернативных источников энергии становится весьма актуальным. Страны мира понимают всю важность перехода на «зеленую экономику» и наряду с ними Венгрия стремится стать углеродно-нейтральной страной в обозримом будущем. Страна осознает важность и эффективность использования зарубежного опыта и активно сотрудничает с ведущими странами в этой области, такими как Китай и Россия. ●

Литература

1. Захаров А.Н., Рахимзода М.А. Поставки российского газа в Венгрию через «Турецкий поток» и перспективы поставок через «Северный поток-2» // Neftegaz.RU. 2021. № 10 (118). С. 66–71.
2. Венгрия ожидает завершения строительства АЭС «Пакш-2» в 2029 году. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tass.ru/ekonomika/11851981?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com. Дата обращения: 19.07.2022.
3. Китай наращивает масштабы разработки возобновляемых источников энергии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/20210331/energetika-1603599752.html>. Дата обращения: 13.07.2022.
4. Китайская зеленая революция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://greenpeace.ru/expert-opinions/2022/06/15/kitajskaja-zeljonaja-revolucija/>. Дата обращения: 16.07.2022.
5. Китай и Россия. Цифры и факты о ВИЭ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tinkoff.ru/invest/social/profile/EcoEnergy/9e60907d-4942-402f-999a-13ec7b6b023b/>. Дата обращения: 18.07.2022.
6. China Electricity Council. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.globalexpress.com/china-sector-analysis-energy/#:~:text=The%20distribution%20of%20China's%20electricity,wind%20energy%20and%20solar%20energy>. Дата обращения: 15.07.2022.

7. Kiemelkedő mérföldkőhöz közelít a magyar napenergia szektor. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.portfolio.hu/gazdasag/20211119/kiemelkedo-merfoldkoho-hoz-kozelit-a-magyar-napenergia-szektor-511538>. Дата обращения: 19.07.2022.
8. National energy and climate plans (NECPs). [Электронный ресурс]. – European Commission. – Режим доступа: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/national-energy-and-climate-plans-necps_en. Дата обращения: 11.07.2022.
9. Hungary reaches 19,2% renewables share in 2021 power. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://renewablesnow.com/news/hungary-reaches-19-2-renewables-share-in-2021-power-773769/#:~:text=Solar%20was%20the%20main%20producer,%25%20of%20renewables%20generation%2C%20respectively>. Дата обращения: 12.07.2022.
10. Hungary reaches 19,2% renewables share in 2021. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bbj.hu/ecomony/energy/green-energy/hungary-reaches-19-2-renewables-share-in-2021>. Дата обращения: 12.07.2022.
11. Hungary. [Электронный ресурс]. – International Energy Agency. Режим доступа: <https://www.iea.org/countries/hungary>. Дата обращения: 12.07.2022.
12. Hungarian Central Statistical Office. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ksh.hu/stadat_files/ene/en/ene0009.html. Дата обращения: 12.07.2022.
13. Renewable energy law and regulation in Hungary. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/hungary>. Дата обращения: 13.07.2022.
14. The Status of China's Energy Transition and Decarbonization Commitments. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.china-briefing.com/news/earth-day-2022-whats-the-state-of-chinas-energy-transition/#:~:text=According%20to%20the%20National%20Energy,China's%20total%20power%20generation%20capacity>. Дата обращения: 13.07.2022.
15. Top 10 solar companies and manufacturers in 2022. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://news.energysage.com/best-solar-panel-manufacturers-usa/>. Дата обращения: 19.07.2022.
16. China's CMC builds Central Europe's biggest solar plant in Hungary. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ceenergynews.com/renewables/chinas-cmc-builds-central-europes-biggest-solar-plant-in-hungary/>. Дата обращения: 19.07.2022.
17. Share of Solar Power in Hungary's Energy mix Continues to Grow, Backed by State Subsidies. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bbj.hu/ecomony/energy/green-energy/share-of-solar-power-in-hungarys-energy-mix-continues-to-grow-backed-by-state-subsidies#:~:text=By%202021%2C%20the%20total%20installed,increase%20significantly%20in%20recent%20years>. Дата обращения: 19.07.2022.

KEYWORDS: *alternative energy, renewable energy sources, Hungary, China, foreign experience.*

14. Top 10 solar companies and manufacturers in 2022. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://news.energysage.com/best-solar-panel-manufacturers-usa/>. Дата обращения: 19.07.2022.
15. China's CMC builds Central Europe's biggest solar plant in Hungary. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ceenergynews.com/renewables/chinas-cmc-builds-central-europes-biggest-solar-plant-in-hungary/>. Дата обращения: 19.07.2022.
16. Share of Solar Power in Hungary's Energy mix Continues to Grow, Backed by State Subsidies. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bbj.hu/ecomony/energy/green-energy/share-of-solar-power-in-hungarys-energy-mix-continues-to-grow-backed-by-state-subsidies#:~:text=By%202021%2C%20the%20total%20installed,increase%20significantly%20in%20recent%20years>. Дата обращения: 19.07.2022.



ГОД ПЕТРА I 2022

13–16 СЕНТЯБРЯ



XI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПАРТНЕРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2273)
GF@EXPOFORUM.RU



18+
@GASFORUMSPB
ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU



АТОМНЫЕ РЕАКТОРЫ

История и направления развития

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРЕ БОЛЬШОЙ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОВЫРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЗА СЧЕТ МНОГОЛЕТНЕЙ И СТУПЕНЧАТОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ. УКАЗАНО СРАВНЕНИЕ С ДРУГИМИ ТИПАМИ РЕАКТОРОВ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ЦЕЛИ И ОБЩИЕ НАПРАВЛЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ, ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА И АКТИВНОЙ ЗОНЫ

THE ARTICLE EXPLORES THE HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF NEW TECHNOLOGIES IN THE FIELD OF A LARGE NUCLEAR POWER INDUSTRY DUE TO LONG-TERM AND STEPWISE MODERNIZATION OF EQUIPMENT. A COMPARISON WITH OTHER TYPES OF REACTORS IS INDICATED. THE GOALS AND THEIR GENERAL DIRECTIONS FOR IMPROVING THE REACTOR PLANT, FUEL CYCLE AND CORE ARE PRESENTED

Ключевые слова: атомная электрическая станция, эффективность, модернизация, повышение мощности.

**Крылов
Марсель Эдуардович**

**Низамова
Альфия Шарифовна**

к.т.н., доцент

ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Атомные электрические станции (АЭС) служат для преобразования энергии контролируемой ядерной реакции деления в электрическую энергию установленного значения нагрузки. Неоспорима значимость формирования ядерной энергетики. Потребность проектирования и строительства новейших АЭС диктуется уменьшением мировых запасов углеродного, органического топлива, проблемами в экологии и увеличением потребления электроэнергии.

В изначальной конструкции оборудования использовался реактор АМ-1 (атом мирный)

с мощностью 5 МВт. Данный объект смог непрерывно прослужить около 48 лет вплоть до 2002 года.

После большого физического износа и экономической нецелесообразности использования реактора поступило постановление о его закрытии. Первые энергетические сооружения на ядерном топливе проложили путь для строительства более совершенных станций, использующих ресурсы атома в мирных целях. Накоплен большой объем инженерно-технических и научных разработок, позволивших проектировщикам

успешно создавать новые сооружения. Первая в мире АЭС была своеобразной кузницей для подготовки и обучения кадров, научных сотрудников и технического персонала, которые нашли свое место на других, вновь созданных объектах [3].

Первая в мире АЭС и ее успешное функционирование позволило нарабатывать бесценные практические навыки в эксплуатации таких установок. Благодаря ее возведению, инженерно-техническим решениям, получившим развитие по многим направлениям, была построена Белоярская АЭС, мощность которой подошла к 300 мегаваттам. Одновременно проходило негласное соревнование СССР с другими странами. Уже в 1956 году завершилось строительство и была запущена в действие первая британская атомная установка, предназначенная для промышленных нужд. Местом ее расположения был выбран населенный пункт Колдер-Холл, а расчетная мощность при запуске составила 46 мегаватт. После этого аналогичные электростанции начали возводиться и в других государствах.

Согласно данным Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), разработчиками атомных энергетических установок заявлено более 50 проектов малой (до 300 МВт) и средней (до 700 МВт) мощности. Многие страны демонстрируют большой спрос на такие разработки для развития социального и промышленного секторов. В числе таких стран хотелось бы выделить Аргентину, Великобританию, Канаду, Китай, Россию и США.

Главными отличительными особенностями АЭС малой мощности по сравнению с большой энергетикой являются: срок службы (более 50 лет); модульность; возможность работы на МОХ-топливе; повышенная безопасность в эксплуатации и компактность. Главным физическим примером таких реакторов является реактор на быстрых нейтронах.

Реактор на быстрых нейтронах – ядерный реактор, в активной зоне которого нет замедлителей нейтронов и спектр нейтронов

близок к энергии нейтронов деления (~10⁵ эВ). Нейтроны этих охладителей энергий называют быстрыми, отсюда и название этого типа реакторов.

Реактор на быстрых нейтронах позволяет превращать отработавшее ядерное топливо в новое топливо для АЭС, образуя замкнутый цикл использования ядерного топлива и позволяя вместо доступных ныне 3% использовать 30% потенциала ядерного топлива, что обеспечит перспективу ядерной энергетике на тысячелетия.

В связи с малым сечением деления U₅ совершенных быстрыми нейтронами для поддержания цепной реакции необходимо поддерживать гораздо большие напряженности нейтронных полей по сравнению с реакторами на тепловых нейтронах. В связи с увеличением нейтронных потоков гораздо большая доля U₈ вовлекается в процесс трансмутации в плутоний, что значительно расширяет топливную базу этого типа реакторов.

Классификация АЭС может быть произведена по различным основаниям.

Реактор на быстрых нейтронах позволяет превращать отработавшее ядерное топливо в новое топливо для АЭС, образуя замкнутый цикл использования ядерного топлива, и позволяя использовать 30% потенциала

С точки зрения организации технологического процесса производства электроэнергии наибольшее значение для АЭС имеет классификация по числу контуров.

В настоящее время работают и строятся АЭС с различными схемами:

- одноконтурные кипящего типа;
- двухконтурные с водо-водяным теплоносителем;
- трехконтурные АЭС с реактором на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем.

Проблемой одноконтурных АЭС, в отличие от двухконтурных, является необходимость обеспечения надежного водного режима

реактора. Первый реактор типа РБМК (реактор большой мощности канальный) получил название Б-190, разработанный в 1965 году общими усилиями Курчатовского института и «Специального института» Доллежала (НИИ-8/НИКИЭТ). В реактор одноконтурной АЭС поступают большие расходы питательной воды, равные паропроизводительности установки, и продукты коррозии не только реакторного контура, но и всей регенеративной системы турбины. От естественных примесей воды реактор одноконтурной АЭС надежно защищает 100-процентная конденсатоочистка охладителей. Поэтому основное внимание при разработке тепловой схемы паротурбинной установки одноконтурной АЭС уделяется решению проблемы удаления продуктов коррозии из тракта, предшествующего реактору. Эти вопросы решаются по-разному.

На отечественных одноконтурных АЭС с РБМК-1000 подогреватели высокого давления не устанавливаются, стремясь уменьшить поступление продуктов коррозии в воду реактора. Все конденсаты греющего пара из ПНД

и слив из сепаратора направляют в конденсатор для последующей очистки на конденсатоочистке совместно с турбинным конденсатом. Потеря тепловой экономичности, вызываемая сливом в конденсатор этих потоков, компенсируется установкой после каждого подогревателя низкого давления охладителей дренажей, что усложняет схему.

В схеме одноконтурной АЭС обязательно включение в тепловую схему испарителя для получения нерадиоактивного пара, подаваемого на уплотнения турбин, использование промежуточного водяного контура между греющим паром и сетевой водой при отпуске теплоты от АЭС [4].

УДК 621.039

В настоящее время малое количество АЭС с реакторами типа РБМК обусловлено малым значением доверия после произошедших аварий на Чернобыльской АЭС и Фукусиме-1.

Наибольшее распространение получили двухконтурные АЭС.

На данный момент в мире насчитывается около 235 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор) и еще около 40 энергоблоков планируют построить.

В свое время идея реактора ВВЭР была предложена в Курчатовском институте С.М. Фейнбергом. Работы над проектом начались в 1954 году, в 1955 году ОКБ «Гидропресс» приступило к его разработке. Научное руководство осуществляли И.В. Курчатов и А.П. Александров. Общее название реакторов этого типа в других странах – PWR (Pressurised water reactor), они являются основой мировой мирной ядерной энергетики [1].

По сравнению с реакторами типа РБМК, ВВЭР использует более безопасную конструкцию, поскольку теплоноситель также является замедлителем и имеет отрицательный коэффициент пустоты

Основными отличительными особенностями реакторов ВВЭР по сравнению с другими пароводяными реакторами (ПВР) являются:

- горизонтальные парогенераторы;
- гексагональные тепловыделяющие сборки (ТВС);
- в сосуде высокого давления нет донных отверстий;
- наддувы большой мощности, обеспечивающие большой запас теплоносителя реактора.

По сравнению с реакторами типа РБМК, которые были установлены на Чернобыльской АЭС, ВВЭР использует по своей сути более безопасную конструкцию, поскольку теплоноситель также является замедлителем и по своей природе имеет отрицательный

коэффициент пустоты, как и все ПВР. У РБМК с графитовым замедлителем отсутствует риск повышенной реактивности и переходных процессов большой мощности в случае аварии с потерей теплоносителя. Реакторы РБМК также строились без защитных конструкций по соображениям стоимости из-за их размеров; активная зона ВВЭР значительно меньше.

Преимуществами реакторов ВВЭР являются:

- Природная доступность замедлителя и теплоносителя;
- Высокая безопасность из-за двухконтурности по сравнению с РБМК и BWR (boiling water reactor). Четыре барьера безопасности: топливная матрица, оболочка твэла, главный циркуляционный насос, система защитных герметичных оболочек;
- Отрицательный паровой коэффициент реактивности (при вскипании или утекании воды реакция замедляется);

- Высокий опыт использования. Современный уровень технического оборудования дает гарантию безопасной работы реактора в течение 60–80 лет и более;
- Малые габариты реактора по отношению к другим типам такой же мощности;
- Меньшее количество персонала по сравнению с РБМК (если сравнить Калининскую АЭС (ВВЭР) с Курской, то окажется что на Курской работает на 900 человек больше, а электроэнергии было выработано меньше);
- Дешевизна топлива. Есть возможность иметь несколько поставщиков из разных стран. В среднем одна ТВС используется 5–6 лет. Раз в год заменяется 15–20% «выгоревшего» топлива;

- Простота хранения отработавшего топлива.

Относительная простота очищения воды первого контура при выводе из эксплуатации (с помощью выпаривания количество радиоактивных отходов (РАО) можно сократить в 50–70 раз) [2].

Флагманский продукт энергетического решения в составе интегрированного предложения Росатома – эволюционный реакторный дизайн ВВЭР-1200. Он был разработан на основе вариантов реактора ВВЭР-1000, которые строились для зарубежных заказчиков в 1990-е и 2000-е годы. Каждый параметр реактора постарались улучшить, а также внедрить ряд дополнительных систем безопасности, позволяющих снизить вероятность выхода радиации при любых авариях и их сочетаниях за пределы герметичного реакторного отделения – контейнента. В итоге ВВЭР-1200 отличается повышенной на 20% мощностью при сопоставимых с ВВЭР-1000 размерах оборудования, сроком службы в 60 лет, возможностью маневра мощностью в интересах энергосистемы, высоким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ, 90%), возможностью работать 18 месяцев без перегрузки топлива и другими улучшенными удельными показателями [5].

Технические решения, используемые в ВВЭР-1200, – такие как бассейн выдержки отработанного топлива внутри контейнента, фильтры на выходе из межоболочного вентилируемого пространства, уникальная «ловушка расплава» с жертвенным материалом, не имеющая аналогов пассивная система отвода тепла – позволяющая называть его реакторной установкой поколения III+. Интересны проектные решения системы аварийного охлаждения активной зоны реактора (CAOЗ). Это емкости с холодной борной кислотой под давлением. В случае разрыва корпуса или трубопроводов они обеспечивают ввод борной кислоты в реактор, глуша его и обеспечивая охлаждение. Применение этой, а также других систем

ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики реакторов

	ВВЭР-1	ВВЭР-440	ВВЭР-640	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200	ВВЭР-1500
1	2	3	4	5	6	7
Тепловая мощность, МВт	760	1375	1800	3000	3200	4250
Электрическая мощность, МВт	210	440	640	1000	1175	1500
Количество ТВС в активной зоне, шт.	312	349	163	163	163	241
Высота топливного столба в ТВС, мм	2500	2420	3530	3530	3730	4200
Загрузка двуокиси урана в активную зону, т	44,3	45,1	68,64	80,0	87,042	138,0
Обогащение топлива подпитки по урану-235, %	2,0	3,6	3,6	4,4	3,97–4,95	3,9–4,9
Средняя глубина выгорания топлива, МВт·сут/т U	13 000	28 600	45	41 000	55 800	45 000–60 000
Средняя линейная тепловая нагрузка твэла, Вт/см	108	125	100,2	167	169	137
Давление теплоносителя в 1 контуре, МПа	9,8	12,3	15,7	15,7	16,2	15,7
Температура теплоносителя, °С						
• На входе в активную зону	25	270	294,3	290	298	298
• На выходе из активной зоны	270	300	322,7	320	329	330
Расход теплоносителя через реактор, м³/час	34 800	41 000	53 480	84 800	86 000	108 000
Количество органов регулирования, шт.	37	37	121	61	до 121	118
Шаг расположения ТВС, мм	147	147	236	236	236	236
Наружный диаметр твэла, мм	10,2	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Внутренний диаметр корпуса реактора, м	3,60	3,84	4,14	4,14	4,25	4,96
Высота корпуса реактора, м	11,14	11,65	10,88	10,88	11,185	12,50

в комплексе гарантирует высокий уровень внутренней безопасности реакторной установки.

Последующим этапом в развитии АЭС с реакторами ВВЭР стал проект «ВВЭР-ТОИ». «ВВЭР-ТОИ» (водо-водяной энергетический реактор типовой оптимизированный информатизированный) – это эволюционная разработка. Он основан на технических решениях проекта «АЭС-2006М». Большинство характеристик улучшены до уровня, позволяющего создавать конкуренцию реакторам мирового уровня как по техническим, так и по экономическим параметрам. Такими параметрами являются: уменьшение сроков строительства станции до 40 месяцев, понижение капитальных и эксплуатационных затрат, на этапе строительства и работы АЭС, на 20% и 10% соответственно. В техническом решении было указано изменение схемы установки парогенераторов в реакторном отделении, оптимизации компоновки зданий

и сооружений АЭС, уменьшении площади под застройку и т.д. Был увеличен срок службы блока до 60 лет. В проекте «ВВЭР-ТОИ» выполнены дополнительные меры по увеличению безопасности в сейсмостойкости и тяжелых авариях. Кроме этого, без каких-либо доработок блок может работать на МОКС-топливе (Mixed Oxide fuel). В 2019 году проект «ВВЭР-ТОИ» был признан соответствующим требованиям EUR (European Utility Requirements) [4].

В 2022 году атомная энергетика России претерпела большие изменения в сравнении с прошлым веком и определила три главные направления развития:

- Доминируют атомные станции малой и средней мощности;
- Выработка водорода для дальнейшего его использования в большой и малой промышленности, а также в энергетике;
- Переход к замкнутому ядерному топливному циклу посредством

работы реакторов на быстрых нейтронах и двухконтурных АЭС с ВВЭР.

В таблице 1 указаны технические характеристики реакторов типа ВВЭР. ●

Литература

1. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрущечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев [и др]. – Москва: Логос, 2010. – 604 с. + цв. вклейки.
2. Википедия – свободная энциклопедия. – URL: <https://ru.wikipedia.org/> (дата обращения 05.04.2022). – Режим доступа: общий доступ. – Текст: электронный.
3. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина [и др]; ИИЭИ РАН-Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с. – ISBN 978-5-91438-028-8.
4. Росэнергоатом – Сайт Ростовской АЭС: официальный сайт. – URL: http://rosenergoatom.ru/stations_projects/sayt-rostovskoy-aes (дата обращения 01.04.2022). – Текст: электронный.
5. Смирнов, Ю. Б. Атомная энергетика XXI века [Электронный ресурс]: учебное пособие для вузов / Ю.Б. Смирнов, Б.А. Габараев, Ю.С. Черепнин – Москва: Издательский дом МЭИ, 2013. – 250 с. – ISBN 978-5-383-00294-0 – Режим доступа: <https://library.geotar.ru/book/MPEI193.html>.

KEYWORDS: nuclear power plant, efficiency, modernization, power increase.

НОВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ СОПЛА ЛАВАЛЯ

в качестве 3S-сепаратора в ГТУ на нефтегазовой платформе

СОВРЕМЕННЫЕ МОРСКИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ ОСНАЩЕНЫ ШТАТНЫМ ИНЖЕНЕРНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ БУРЕНИЯ ПОСТОЯННО СОВЕРШЕНСТВУЮТСЯ. ПРИМЕНЯЮТСЯ НОВЫЕ МЕТОДЫ, В ЧАСТНОСТИ МЕТОДЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. ОДИН ИЗ ТАКИХ МЕТОДОВ – СИСТЕМА С ГАЗОВОЙ ТУРБИНОЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЛАТФОРМЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОПЛА ЛАВАЛЯ В КАЧЕСТВЕ СЕПАРАТОРА, ОЧИЩАЮЩЕГО ПОТОК НА ВХОДЕ ГТУ. С ОДНОЙ СТОРОНЫ, ЭТОТ ПРОЦЕСС ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЛУЧИТЬ ЧИСТУЮ ВОДУ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ, А С ДРУГОЙ – ВОЗМОЖНОСТЬ СЭКОНОМИТЬ НА ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВТОРИЧНОГО АВИАГАЗОТУРБИННОГО УСТРОЙСТВА. АВТОРЫ СТАТЬИ ОПИСЫВАЮТ ПРИМЕНЕНИЕ СОПЛА ЛАВАЛЯ В КАЧЕСТВЕ 3S-СЕПАРАТОРА В ГТУ НА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЛАТФОРМЕ

MODERN OFFSHORE OIL PRODUCTION COMPLEXES ARE EQUIPPED WITH STANDARD ENGINEERING EQUIPMENT. DRILLING PROCESSES ARE CONSTANTLY BEING IMPROVED. NEW METHODS ARE BEING APPLIED, IN PARTICULAR METHODS USING ALTERNATIVE ENERGY SOURCES. ONE OF SUCH METHODS IS A SYSTEM WITH A GAS TURBINE FOR AN OIL AND GAS PLATFORM USING A LAVAL NOZZLE AS A SEPARATOR THAT CLEANS THE FLOW AT THE INLET OF THE GAS TURBINE ENGINE. ON THE ONE HAND, THIS PROCESS MAKES IT POSSIBLE TO OBTAIN CLEAN WATER AND ELECTRICITY, AND ON THE OTHER HAND, IT MAKES IT POSSIBLE TO SAVE ON THE OPERATION PROCESS USING A SECONDARY AIRCRAFT-GAS TURBINE DEVICE. THE AUTHORS OF THE ARTICLE DESCRIBE THE USE OF THE LAVAL NOZZLE AS A 3S SEPARATOR IN A GAS TURBINE ENGINE ON AN OIL AND GAS PLATFORM

Ключевые слова: аэродинамическая ударная труба, математическое моделирование, сопло Лаваля, сверхзвуковая скорость течения, генератор вихря, вода, конденсация, термодинамика, газодинамика.

Захаров Михаил Николаевич

Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана, профессор, д.т.н.

Мани Момени

Московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана

Ардешир Момени

Берлинский технический университет, Институт Аэрокосмической Промышленности



УДК 622

3S сепаратор – это низкотемпературный сепаратор, принцип действия которого основан на сверхзвуковых скоростях. 3S-сепарация сопровождается такими сложными процессами как [6]:

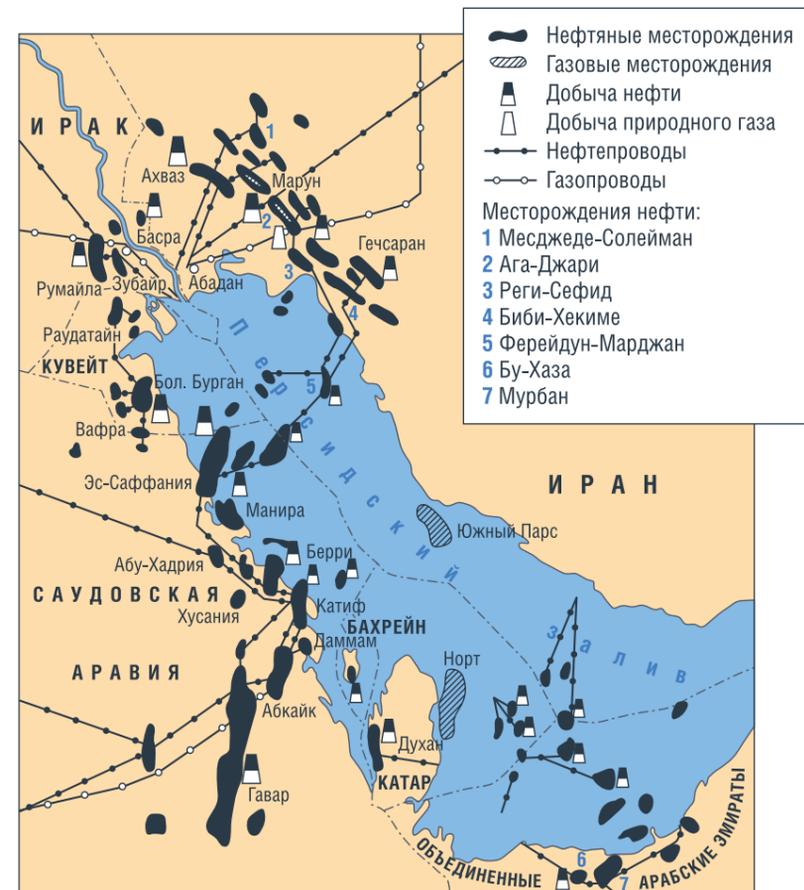
- Эффект Джоуля-Томпсона, охлаждение газа из-за адиабатического расширения.
- Выпадение капельной жидкости в поле центробежных сил.
- Создание двухфазной пограничной среды на поверхности сверхзвукового сопла.

В последние годы крупнейшие нефтегазовые компании проявляют особый интерес к разработке месторождений нефти и газа и газоконденсатных месторождений, находящихся в южных морях, особенно в акватории Персидского залива (рис. 1).

Разработка месторождений Ближневосточного региона осложняется не столько сложными климатическими условиями, сколько сложными энергоёмкими условиями, круглогодичным наличием высокой температуры и повышенной влажности, удаленностью производственных объектов от береговой линии. Все эти факторы усложняют работу на платформе, а также дополнительно возникает проблема обеспечения персонала и техники пресной воды.

Традиционно морские объекты подготовки и переработки добываемых углеводородов строились относительно близко к нефтегазовым месторождениям, однако в условиях Ближнего Востока месторождения находятся далеко от береговой линии. По этой причине применение стандартных схем подготовки и транспортировки углеводородов будет сопряжено со значительными капитальными затратами, обусловленными необходимостью возведения на удаленных объектах специальных платформ, способных противостоять сложным условиям. В связи с этим особое значение приобретает использование стационарных и автономных установок. Одним из важнейших элементов таких комплексов является оборудование, обеспечивающее подготовку пресной воды для нужд персонала, и, в частности, сепарационное оборудование для разделения газожидкостного

РИС. 1. Нефтегазоносный бассейн Персидского залива



потока, поступающего из воздуха. Разработкой и поставкой систем разделения, обеспечивающих разделение многофазного потока на фирменных условиях, занимается всего несколько компаний, все из которых используют традиционное и энергоёмкое оборудование [7, 8].

Большая часть сепараторов относится к сепараторам комплексной модели, в которых

используются как центробежные, так и гравитационные элементы для фаз. При этом применяется как горизонтальное, так и вертикальное исполнение таких сепараторов.

В данной работе предлагается использовать сепаратор на основе сопла Лаваля в горизонтальном положении для извлечения влаги из морской атмосферы с использованием газовой турбины

РИС. 2. Схема компактного динамического сепаратора

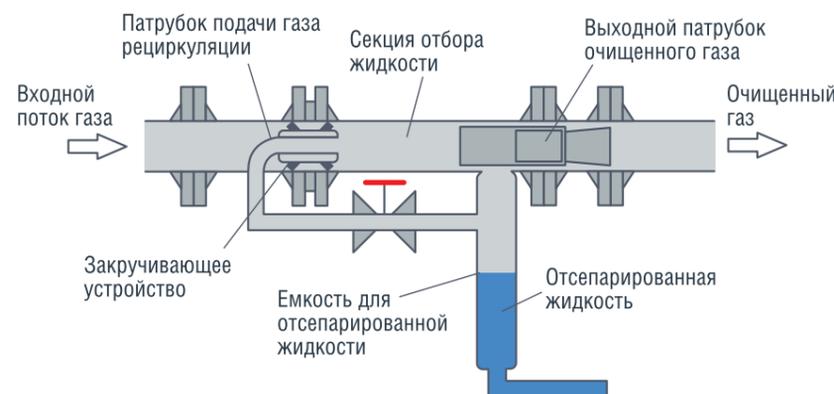
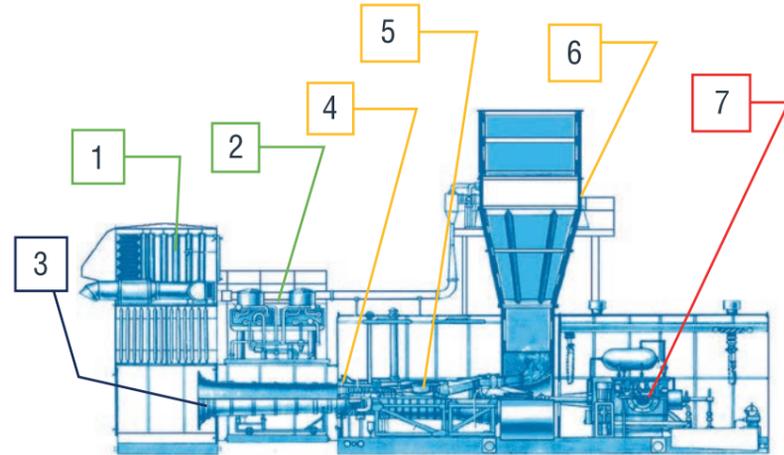


РИС. 3. ГТУ с применением Сопла Лавалья



возможность достаточно легкого включения в комплекс другого оборудования, снижение стоимости монтажа и установки;

- 2 – низкие капитальные затраты и эксплуатационные издержки;
- 3 – экологическая безопасность;
- 4 – отсутствие движущихся частей;
- 5 – отсутствие потребности в постоянном обслуживании;
- 6 – более высокая эффективность по сравнению с широко распространенным оборудованием для сепарации [1, 2, 3].

В начальный период эксплуатации водоотделителя от атмосферного воздуха на базе газовой турбины требуется только техническое обслуживание газовой турбины, т.е. план ремонта и исследование эффективности использования сопла Лавалья, что выпускает жидкости из потока на входе в компрессор газотурбинного двигателя. Конечно, в морских условиях на входе в ГТД в воде содержится большой процент солей, которые пагубно влияют на ресурс лопатки и работу изогнутой камеры компрессорного поля и соответственно производительность газовой турбины.

ГТУ с применением Сопла-Лавалья (рис. 3):

1. Входное устройства воздуха.
2. Масляные радиаторы.
3. Сепаратор (Сопло-Лавалья).
4. Авиационный привод.
5. ГТД или АГТД.
6. Выхлопное устройства.
7. Электрогенератор(-ы).

Использование сепараторов 3S позволяет улучшить работу описанных схем. Последние

в качестве перекачивающей насосной установки. Таким образом возможно получить дешевую и качественную воду с большой надежностью в отличие от транспортировки и хранения пресной воды.

В последние годы интенсивно развивается новое направление в сепарации природного газа – это технология сверхзвукового разделения, получившая название 3S-технология (SuperSonicSeparation) [1, 3].

Технология основана на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном газовом потоке. Сепараторы, изготовленные по этой технологии, позволяют не только отделять жидкость от газа, но и выделять отдельные целевые углеводородные фракции. Эта технология позволит подготовить газ к транспортировке по трубам на берег [1].

В технологии 3S сверхзвуковой поток газа реализуется с помощью конфузурно-диффузорного сопла Лавалья. В таком сопле

газ разгоняется до скоростей Маха в горле, и дальше скорости повышается больше Маха в диффузоре. При этом за счет перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую энергию происходит сильное охлаждение газа.

Расширение природного газа даже до небольших чисел Маха ($M \sim 1,5-2,0$) позволяет охладить газ до температур, достаточных для конденсации не только компонентов тяжелее пропана, а даже и этана [1, 2].

Принцип работы нового сепаратора для извлечения воды из атмосферного воздуха аналогичен рассмотренной технологической системе 3-S. Следует отметить, что основные преимущества сепараторов 3-S (по сравнению с традиционными технологиями выделения углеводородов из природного газа) заключаются в следующем:

- 1 – малогабаритность и, как следствие, возможность размещения в достаточно ограниченном объеме,

РИС. 4. 3S-сепаратор без дополнительных устройств

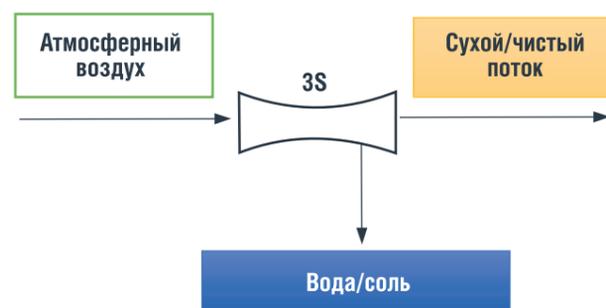


РИС. 5. Схематическое изображение простого единичного силового агрегата газотурбинной электростанции

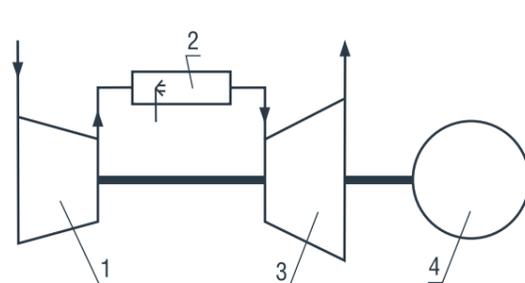
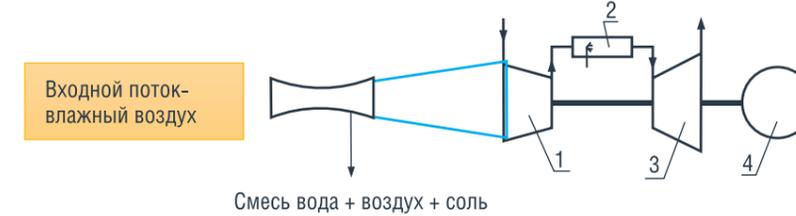


РИС. 6. Применение 3-S агрегат перед ГТД



испытанные образцы сепараторов 3S могут использоваться как без дополнительных устройств (рис. 4), так и при необходимости в сочетании с рекуперативными теплообменниками и вторичными сепараторами.

В данной работе форсунки Лавалья берутся за удаление жидкости из влажного воздуха в море, где уровень влажности высокий, и соответственно получается изолировать эту влажность системой 3-S. Для применения сепаратора 3-S перед компрессором ГТД необходимо создание дополнительных методик по их расчету. Следует отметить, что воздушный поток, поступающий в компрессор ГТД, имеет повышенную влажность, а также, как было указано выше, соли, которые очень вредны для ГТД. На ГТД (особенно на нефтегазовых платформах в море) необходимо периодически контролировать возможный снос солей их проточной части [5].

Чистый воздух подается в компрессор (1) газотурбинного энергоблока под высоким давлением, воздух из компрессора направляется в камеру сгорания (2), куда также подается основное топливо – газ. Смесь воспламеняется. При сгорании газовой смеси выделяется энергия в виде потока горячих газов. Этот поток устремляется с большой скоростью к турбинному колесу (3) и вращает его.

Кинетическая энергия вращения через вал турбины приводит в действие компрессор и электрогенератор (4). С помощью этого генератора электроэнергия выработанная электроэнергия может быть отправлена через трансформатор в электросеть потребителям энергии [5].

Если же использовать 3S агрегат вместе с ГТУ, можно обеспечить воду, необходимую для нужд населения и технических устройств нефтегазового процесса [8].

Преимущество сопла Лавалья в качестве сепаратора:

Если вместо модификации ГТД (ТРД) использовать сопла Лавалья перед компрессором, то можно достичь одновременно трех преимуществ [9, 10]:

- 1 – получение воды из воздуха, что приводит к повышению КПД ГТУ (учитывая уравнение энергии в камере сгорания за счет отвода паров). Вода из элементов, образующихся при сгорании топлива, повышает температуру горения. Повышение температуры в топливной камере повышает термодинамическую эффективность всего двигателя.
- 2 – снижается деградация лопаток компрессора за счет удаления паров воды и соли из воздушного потока.
- 3 – устранена дополнительная стоимость модификации компрессора в ГТД для наземного или морского применения.

Надо отметить, что, во-первых, в ГТУ, авиа ТРД работает только тогда, когда двигатель модифицируется на наземном применении.

Во-вторых, использование сопла Лавалья увеличивает КПД газовой турбины и, как следствие, приводит к экономии на ремонте и повышает надежность системы при ее эксплуатации.

Выводы

Сверхзвуковая сепарация с соплом Лавалья для сепарации одного компонента из массы потока – новый метод в данной области с высоким уровнем эффективности, ставший в последнее время объектом исследований в нефтегазовой отрасли.

В данной работе предлагается способ фильтрации добываемого природного газа непосредственно

на платформе, где его необходимо подготовить к транспорту по трубопроводам. Преимуществом является дополнительная добыча воды из атмосферы, что не только позволит получить больший объем воды, но и повысит КПД и производительность газовой турбины для выработки электроэнергии для платформы, на которой будет использоваться установка. Данную установку можно использовать и в населенных пунктах, расположенных в засушливых районах с высоким процентом влажности, например, на Ближнем Востоке у Персидского залива, где не везде есть пресная вода или электричество и другие способы достаточно дороги. ●

Литература

1. Войтенков Е.В. 2017. Возможности использования сверхзвуковых технологий обработки газа в подводных добычных комплексах / Е.В. Войтенков ООО «ЭНГО Инжиниринг». Актуальные Проблемы Нефти и Газа 4 (19): 1–12. <http://oilgasjournal.ru>.
2. Л.Е. Левченко. 2020. Модернизация шельфового месторождения «Приразломное» сверхзвуковыми сепараторами. 3–4.
3. Ишмурзин А.А. Низкотемпературная сепарация природного газа для извлечения целевых компонентов / А. А. Ишмурзин, Р. Ф. Миясаров, Р. А. Махмутов. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 7 (141). – С. 69–72. – URL: <https://moluch.ru/archive/141/39823/> (дата обращения: 25.01.2022).
4. М. Момени, А. Момени. К вопросу технико-экономического обоснования выбора инновационной технологии получения питьевой воды // To the question of choosing the innovative technology for providing drinking water depending on technical-economic analysis // May 2020. DOI:10.13140/RG.2.2.14426.9824.
5. Газотурбинная установка (ГТУ) [Report]. – Москва: Neftegaz.ru, 2012.
6. Билянский К.В. Низкотемпературный 3S-сепаратор / К.В. Билянский, О.М. Дарбанов, В.И. Зернов. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2020. – № 10 (300). – С. 86–88. – URL: <https://moluch.ru/archive/300/67975/> (дата обращения: 13.02.2022).
7. Вода, извлекаемая из воздуха для ликвидации последствий стихийных бедствий, INSKEEP: This is NPR News. October 19, 2006, [URL] – <https://www.npr.org/templates/story/story.php?storyId=6326050>
8. Atmospheric water generator. Википедия, [URL] – https://en.wikipedia.org/wiki/Atmospheric_water_generator.
9. Ахмедов Р.Б., Брюханов О.Н., Иссерлин А.С. и др. Рациональное использование газа в энергетических установках. Л.: Недра, 1990. 423 с.
10. Буров В.Д., Дорохов Е.В., Елизаров Д.П. Тепловые электрические станции. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 466 с.

KEYWORDS: aerodynamic shock tube, mathematical modeling, laval nozzle, supersonic flow velocity, vortex generator, water, condensation, thermodynamics, gas dynamics.



ОБОСНОВАНИЕ УДЕЛЬНЫХ НОРМАТИВОВ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

при оценке эффективности разработки нефтегазовых месторождений

ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ НОРМАТИВОВ УДЕЛЬНЫХ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ДЛЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПОЛУЧЕНЫ КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗМЕНЕНИЯ НОРМАТИВОВ УДЕЛЬНЫХ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В РАЗНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ И ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН. РАССМОТРЕН МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИКВИДАЦИОННЫХ ЗАТРАТ И МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ УДЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ НЕПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

A METHOD FOR THE FORMATION OF STANDARDS FOR SPECIFIC CAPITAL COSTS FOR THE TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS IS PROPOSED. THE COEFFICIENTS OF CHANGE IN THE NORMS OF SPECIFIC CAPITAL INVESTMENTS IN DIFFERENT DIRECTIONS OF OILFIELD FACILITIES ARE OBTAINED DEPENDING ON THE DEVELOPMENT SYSTEMS AND THE DENSITY OF THE WELL PATTERN. THE METHOD OF DETERMINING LIQUIDATION COSTS AND THE METHOD OF FORMING UNIT COSTS FOR NON-PRODUCTION PURPOSES ARE CONSIDERED

Ключевые слова: месторождения углеводородов, эксплуатационные скважины, капитальные вложения, удельные нормативы капитальных затрат, технико-экономическая эффективность разработки месторождения.

**Богаткина
Юлия Геннадьевна**
К.Т.Н., В.Н.С.

**Сарданашвили
Ольга Николаевна**
К.Т.Н., С.Н.С.

Федеральное государственное
бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа
Российской Академии Наук
(ИПНГ РАН)

Проблемы оценки технико-экономической эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений связаны с отсутствием единых методических основ по определению и расчету экономических показателей и нормативов. Такая оценка основана на оптимизации критериев технико-экономической эффективности разработки месторождения.

Основной критерий – чистый дисконтированный доход, определяется на базе капитальных

вложений и эксплуатационных затрат, которые рассчитываются на базе удельных нормативов.

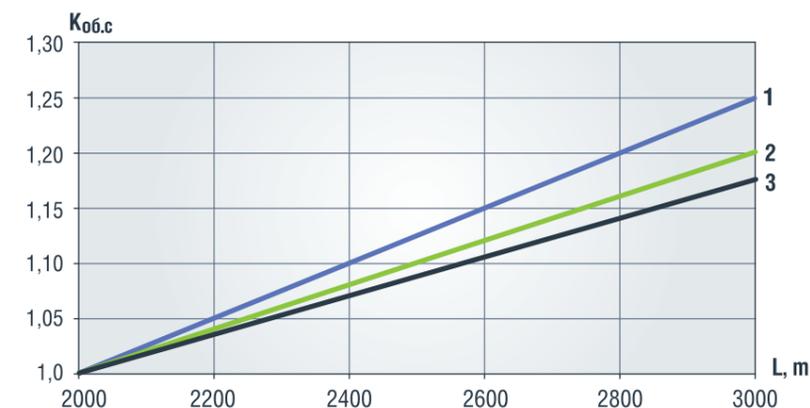
Далее рассмотрены методы формирования удельных затрат на примере опыта разработки месторождений Западной Сибири. При этом рассматриваются месторождения как с растущей динамикой добычи нефти, так и со снижающейся добычей с учетом одновременного ввода их в промышленную разработку [1, 6].

Удельные нормативы предусмотрены для расчета капитальных вложений по следующим основным направлениям затрат:

- бурение скважин,
- оборудование эксплуатационных скважин,
- нефтепромысловое обустройство,
- оборудование, не входящее в сметы строек,
- ликвидационные отчисления,
- инфраструктура.

Основной критерий оптимизации технико-экономической эффективности разработки месторождения – чистый дисконтированный доход, определяемый на базе капитальных вложений и эксплуатационных затрат, рассчитываемых на базе удельных нормативов

РИС. 1. Коэффициент изменения норматива удельных капитальных вложений в оборудование скважин ($K_{об.с}$) в зависимости от глубины ствола скважины (L) и способов добычи – насосного, газлифтного и фонтанного (1, 2, 3)



Капитальные вложения в бурение

Нормативы для расчета капитальных вложений в бурение скважин определяются по целям эксплуатационного бурения отдельно для нефтяных и газовых скважин, нагнетательных скважин (при закачке воды, газа, водогазовой смеси), водозаборных и других вспомогательных скважин, включая резервные. Они рассчитываются исходя из стоимости строительства скважин, их количества и типа (вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные), пробуренных кустовым методом с учетом характеристик категории местности (суша, болото, озеро, море).

Капитальные вложения в оборудование эксплуатационных скважин

Вложения по вариантам разработки рассчитываются с учетом возможности оценки разных способов добычи нефти (фонтанного, насосного, газлифтного). На основании

результатов численных исследований по месторождениям Западной Сибири получена зависимость норматива капитальных вложений от способа эксплуатации и от глубины ствола скважины (рис. 1) [8].

Капитальные затраты на обустройство

Затраты определяются на одну вводимую добывающую скважину. Они включают затраты по следующим направлениям:

- комплекс сбора и транспорта нефти и газа,
- подготовка нефти и газа, очистные сооружения,
- объекты поддержания пластового давления (определяются на одну вводимую нагнетательную скважину),
- строительство внутрипромысловых дорог и подъездов к кустам скважин,
- строительство баз,
- сооружений линий электропередачи и подстанций,
- объекты систем управления,
- резерв затрат в другие неучтенные объекты и работы.

Капитальные вложения в оборудование, не входящее в сметы строек

Затраты рассчитываются на вновь вводимую добывающую скважину.

Перечисленные выше направления затрат рассматриваются при составлении технологической схемы разработки месторождения с учетом использования более полной и достоверной геолого-промысловой информации по продуктивным объектам и технологическим вариантам.

В связи с этим для обоснования нормативов по стадиям проектирования разработки месторождений технологическая схема принята за базовое решение.

По вновь вводимым в освоение месторождениям наиболее часто плотность сетки скважин составляет 25 га на скважину [7, 8]. При разработке старых месторождений для увеличения коэффициентов конечной нефтеотдачи предусматривается уплотнение существующих сеток скважин. Данный подход применялся при обосновании технико-экономических показателей месторождений Западной Сибири [8]. Определены закономерности изменения удельных капитальных затрат для следующих сеток скважин – 64, 49, 36, 25, 16, 9 г/скв. [8].

При обустройстве месторождения основной состав сооружений, а также технологические процессы, связанные с подготовкой

УДК: 004.330.322.622.276

нефти, в значительной мере обуславливаются рациональной системой сбора и транспорта нефти и газа для конкретного месторождения. Капитальные вложения в эту категорию занимают наибольший удельный вес в общей сумме затрат в нефтепромысловое строительство и составляют в среднем более 30%.

Расчет нормативов затрат в систему сбора и транспорта нефти, газа и конденсата включает в себя определение количества и стоимости следующего оборудования: групповых замерных и сепарационных установок, дожимных нефтенасосных станций, коллекторов, выкидных

линий, шлейфов, напорных нефтегазопроводов, отстойников и резервуаров.

В общей величине норматива капитальных затрат около 50% приходится на комплекс сбора и транспорта нефти и газа. Это – строительство выкидных линий, коллекторов, протяженность которых зависит от средней нормы на одну добывающую скважину и их количества с учетом системы воздействия на пласт (пятирядной, трехрядной, однорядной,

площадной) и плотности сетки скважин по вариантам разработки месторождений [2, 8].

Для определения интегрального норматива в это направление (с учетом изменения линейной части) для трех вариантов – однорядной, трехрядной и пятирядной систем разработки – были использованы данные по разработке месторождений Западной Сибири [4, 5]. Получена зависимость коэффициентов изменения этого норматива затрат от плотности сетки

В общей величине норматива капитальных затрат около 50% приходится на комплекс сбора и транспорта нефти и газа

ТАБЛИЦА 1. Коэффициенты изменения нормативов удельных капитальных вложений в обустройство в зависимости от систем разработки

Направление обустройства	Система разработки		
	Трехрядная девятиточечная (соотношение скважин 3:1)	Семиточечная (соотношение скважин 2:1)	Однорядная пятиточечная (соотношение скважин 1:1)
1 Сбор, подготовка и транспорт нефти и газа	1	1,04	1,27
2 Поддержание пластового давления	1	0,91	0,64
3 Электроснабжение	1	1,06	1,46
4 Базы	1	1,06	1,33
5 Автодороги	1	1,06	1,46
6 Прочие	1	1,07	1,41

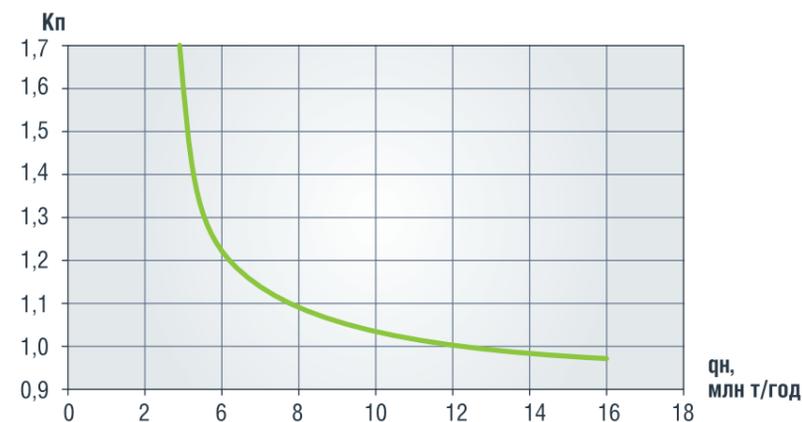
скважин относительно базового значения для типовой однотрубной системы сбора и транспорта нефти и газа. Для базового варианта с плотностью сетки 25 га на скважину коэффициент равен 1. Для вариантов с другими сетками скважин он принимается по данным, представленным в табл. 1, 2 (единица измерения коэффициентов изменения – доли единицы).

Для определения удельных капитальных затрат по другому направлению – в систему поддержания пластового давления – учтены следующие показатели: количество и стоимость блочных кустовых насосных станций, водозаборов, сепарационных установок и устьевого оборудования нагнетательных скважин, а также водоводов высокого и низкого давления.

ТАБЛИЦА 2. Коэффициенты изменения нормативов удельных капитальных вложений в обустройство в зависимости от плотности сетки скважин

Направление обустройства	Плотность сетки, га/скв.					
	9	16	25	36	49	64
1 Сбор, подготовка и транспорт нефти и газа	0,83	0,85	1	1,23	1,37	1,78
2 Поддержание пластового давления	0,63	0,83	1	1,18	1,30	1,83
3 Электроснабжение	0,59	0,74	1	1,42	1,83	2,26
4 Базы	0,36	0,64	1	1,32	1,96	2,5
5 Автодороги	0,39	0,65	1	1,39	1,79	2,22
6 Прочие	0,57	0,74	1	1,31	1,58	1,94

РИС. 2. Коэффициент изменения норматива удельных капитальных вложений в подготовку нефти и очистных сооружений (Кп) в зависимости от годовой производительности установки (qн)



Изменение нормативов удельных затрат в систему поддержания пластового давления в зависимости от систем разработки и плотности сетки скважин представлены в табл. 1, 2. Для варианта с плотностью 25 га/скв. коэффициент равен 1. Для других вариантов сеток скважин следует применять значения, указанные во второй строке в табл. 1, 2.

Расчет норматива на подготовку нефти, газа и очистные сооружения включает затраты на комплекс установок по подготовке нефти (УПН), технологические трубопроводы, пеногенераторные, термохимические установки, пенопроводы, площадки буферных емкостей, очистные сооружения УПН, резервуары-отстойники.

Удельные затраты находятся в прямой зависимости от производительности соответствующих установок и их технических характеристик. Для практического применения нормативов этого направления используется зависимость коэффициентов их изменения от годовой производительности установок, представленная на рис. 2 [8, 9].

Расчет норматива в электроснабжение включает в себя затраты на трансформаторные подстанции, линии электропередачи и связи, подстанции для электроснабжения баз.

Расчет норматива в строительство баз включает в себя затраты на базы на месторождениях по ремонту и обслуживанию электросетей

и электрооборудования, по ремонту НКТ, базы комплектации, а также базы производственного обслуживания и базы управления капремонтном.

Расчет норматива в строительство дорог включает в себя затраты на автомобильные дороги на территории месторождения, подъездные автодороги к месторождению, к кустам скважин, лежневые дороги, межпромысловые и магистральные автодороги. Коэффициенты для этих трех нормативов также представлены в табл. 1, 2.

Расчет затрат на ликвидацию скважин и рекультивацию земли может быть выполнен на основе расчета капитальных вложений по направлениям затрат

Расчет норматива в объекты систем управления включает затраты на АСУ ТП, а также структурные элементы цифрового месторождения. С 2016–2018 гг. крупные нефтегазовые компании начали внедрять на месторождениях цифровые технологии управления [10–12]. В настоящее время в РФ на месторождениях углеводородов уже применяются многофункциональные цифровые комплексы, которые позволяют осуществлять оперативное управление в режиме реального времени [12]. Норматив в это направление капитальных затрат определяется в целом по объекту разработки или по месторождению.

Ликвидационные затраты

После окончания разработки месторождения углеводородов на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не предусматривается.

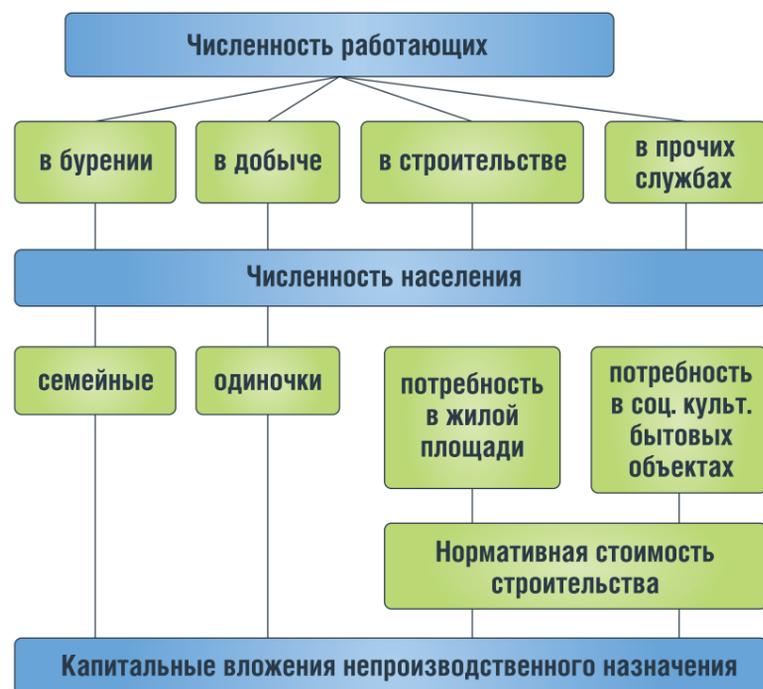
Действующее законодательство содержит требование полной или частичной ликвидации (консервации) сооружений по истечении срока действия или при досрочном прекращении лицензии.

Проведение мероприятий по ликвидации скважин на протяжении всего периода разработки месторождений и особенно после его окончания требует значительных денежных средств. Финансирование ликвидационных работ необходимо осуществить практически сразу и в период, когда текущая рентабельность разработки достигает минимального уровня. В этой ситуации средств на ликвидацию объектов за счет текущей выручки от реализации продукции может быть недостаточно.

Действующий регламент на проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

не предусматривает учет ликвидационных расходов в составе затрат на разработку месторождения, за исключением пользования недрами на условиях соглашения о разделе продукции. Отсутствие учета указанных затрат в проектных документах искажает технико-экономические показатели разработки месторождения. Необходимая сумма затрат на ликвидационные работы (ликвидационный фонд) складывается из затрат на ликвидацию скважин, объектов нефтепромыслового строительства, рекультивацию земель за вычетом дохода от реализации металлолома. Расчет затрат на ликвидацию скважин и рекультивацию земли может быть выполнен на основе

РИС. 3. Структура капитальных вложений непроизводственного назначения



расчета капитальных вложений по направлениям затрат. По укрупненным направлениям определены следующие нормативы на ликвидацию, которые можно использовать как типовые: сбор, транспорт и подготовка нефти и газа – 15%, поддержания пластового давления – 21%, электроснабжение – 10%, прочие объекты – 9% [2, 3, 7].

Затраты на инфраструктуру

Методический подход к формированию нормативов капитальных вложений предусматривает также включение затрат на социальное строительство, в которых должны определяться инвестиции в создание инфраструктуры. Отсутствие норматива капитальных вложений непроизводственного назначения ведет к занижению совокупных затрат, к неточности оценки технико-экономической эффективности освоения запасов нефти.

Для расчета удельных капитальных вложений непроизводственного назначения в социальное развитие нефтедобывающих регионов предложен методический подход, который предусматривает использование системы удельных

нормативов и норм затрат по строительству непроизводственных объектов с учетом особенностей нефтедобывающего производственного процесса. Структура капитальных вложений непроизводственного назначения представлена на рис. 3 [8].

Для вычисления капитальных вложений социального назначения в строительство жилья, социально-бытовых и культурных объектов и др. необходимо в первую очередь выявить численность работающих при освоении месторождения. Последние определяются исходя из сложившихся на перспективу удельных трудовых норм затрат промышленного и непромышленного персонала в расчете на добывающую скважину. При этом обозначаются и учитываются предстоящие объемы работ основных и вспомогательных производствах с последующим переходом к расчету численности населения и затем к определению потребности жилищных, социально-бытовых и культурных объектов и стоимости их строительства.

Расчет норматива непроизводственного назначения основан на оценке удельного показателя затрат в инфраструктуру (рис. 3) на одну вводимую добывающую скважину.

Таким образом, на основе проведенных исследований предложен методический подход по формированию нормативов капитальных вложений при разработке месторождений углеводородов с учетом использования разных систем разработки и плотности сетки эксплуатационных скважин. ●

Литература

1. Закон об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений. Федер. закон № 39-ФЗ от 25.02.1999 (ред. от 03.07.2016) [Электронный ресурс]. – 2021. – URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 2021-03-12).
2. Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли // Экономика и управление народным хозяйством. – 2015. – 9 (130). – С. 50–54.
3. Панина Н., Ковалева В. Повышение контроля капитальных вложений в проекты разработки и обустройства месторождений // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 6. – С. 72–75.
4. Абакумов Г.В. Оценка экономической эффективности проектов нефтегазодобычи в условиях Западной Сибири // Neftegaz.ru. – 2009. – № 8. – С. 21–27.
5. Исаченко В.М. Оценка проектной капиталоемкости разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. канд. эконом. наук. – Тюмень, 2004. – 26 с.
6. Расчет капитальных затрат (вложений) в разработку месторождения [Электронный ресурс]. – 2021. – URL: <https://kazedu.com/referat/197598/> (дата обращения: 2021.03.12).
7. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 1. – С. 6–9.
8. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. – М.: Наука, 2010. – 112 с.
9. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
10. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. Цифровой нефтегазовый комплекс России // Георесурсы. – 2020. – Спецвыпуск. – С. 32–35.
11. Еремин Н.А., Столяров В.Е., Дрошнев В.А., Нефедов А.В., Тюшевский М.И. Информационная автоматизированная система мониторинга и анализа технологических данных объектов нефтегазодобычи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 2 (559). – С. 11–20.
12. Еремин Н.А., Столяров В.Е., Шулятиков В.И. Применение управляющих комплексов на нефтегазовых месторождениях // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 9 (566). – С. 17–29.

KEYWORDS: hydrocarbon deposits, production wells, capital investments, specific capital expenditure standards, technical and economic efficiency of field development.

Мир спа в Sun Siyam Iru Fushi Maldives

Отель Sun Siyam Iru Fushi – это остров, утопающий в зелени, имеющий 11 категорий вилл, 15 ресторанов и баров, а также разнообразие развлечений для гостей любого возраста. Одно из самых ярких – The Spa by Thalgo – самое большое спа на Мальдивах. Это невероятный мир в центре острова. Разнообразное меню лечений и индивидуальная программа, которую специально для вас определят врачи-аюрведы, сделали The Spa by Thalgo «Лучшим спа в Азии» и одним из пяти лучших спа в мире по мнению Luxury Travel Awards.

Sun Siyam Iru Fushi Maldives – это еще и настоящий рай для гурмана! Ресторан Iru пригласит на тематические вечера, где блюда приготовлены согласно традиционному культурам: Мальдивская ночь, мексиканский, средиземноморский или испанский ужин.

В ресторане The Trio вам подадут отличную пиццу и потрясающие спагетти с лобстером.

Разнообразие свежайших морепродуктов в Islander's Grill, невероятные ароматы блюд которых основаны на местных мальдивских ингредиентах, шоу японской кухни в Terrapayaki, жемчужина острова – ресторан изысканной французской кухни Flavours с собственным винным погребом из коллекционных вин, а также вечернее меню бара бассейна Reflections, увлекут вас в незабываемое гастрономическое путешествие.

Устройте себе неповторимый романтический ужин, только для вас двоих на террасе вашей виллы, который останется в вашей памяти на всю жизнь!



SUN SIYAM
IRU FUSHI
MALDIVES

Инвесторы вернулись в офисы



Несмотря на турбулентность на российском рынке недвижимости, офисные объекты пользуются спросом. Так было и в предыдущие кризисы, но теперь инвесторы и собственники бизнеса ищут объекты не только в удачных локациях, но и с комфортной окружающей средой и качественными помещениями в новых зданиях с готовым ремонтом. Однако новых проектов на рынке становится все меньше, в то время как развивающиеся компании продолжают поиски офисов. Но найти редкие на московском офисном рынке инвестиционно привлекательные проекты с гарантированным доходом можно, обнадеживают консультанты

Дефицит на офисном рынке

Объем ввода новых офисных объектов в Москве в первом полугодии 2022 года оказался минимальным за последние четыре года и составил 37,8 тыс. кв. м, подсчитали в Knight Frank Russia. Дело в том, что из-за труднопрогнозируемой себестоимости строительства многие девелоперы приостановили реализацию объектов либо вовсе отказались от них. Но потребность в качественных помещениях у арендаторов сохраняется, отмечает директор департамента офисной недвижимости Knight Frank Мария Зимина. В ближайшие два года спрос на офисы Москвы составит не менее 1,8 млн кв. м, прогнозируют в Commonwealth Partnership.

«На рынок офисной недвижимости сейчас будут выходить только давно запланированные объекты», – прогнозирует Мария Зимина.

Один из немногих проектов, доступных сейчас к покупке на свободном рынке, – Ostankino Business Park. Совсем недавно группа компаний «Пионер» открыла продажи уникальных офисных продуктов в одном из корпусов бизнес-парка Ostankino. Впервые на российском рынке недвижимости появился комплексный актив для инвестора: девелопер предлагает к покупке помещение «под ключ» с отделкой и мебелью и гарантированной годовой доходностью 10% сроком на два года.

Бизнес «под ключ»

«Готовые офисы с отделкой сейчас особенно востребованы на рынке из-за сложностей с логистикой и роста стоимости на комплектующие и стройматериалы», – отмечает директор департамента офисной недвижимости Nikoliers Карина Анаевская.

Собственникам новых офисных объектов редко предлагают помещения с ремонтом, из-за чего компании в целях экономии на ремонте стали предпочитать гибкие офисы. Консультанты подчеркивают, что классические офисы с отделкой сейчас пользуются повышенным спросом у арендаторов. В Knight Frank ожидают, что в ближайшее время сделок с помещениями без готовой отделки и вовсе не будет.

Офисы в одном из корпусов Ostankino Business Park будут представлены с готовой отделкой, что позволит арендаторам в кратчайшие сроки совершить переезд. Предложение станет комфортным вариантом как для конечного собственника, так и для инвестора. Здесь предусмотрены классический open space, кабинеты и смешанная планировка с возможностью организации гибких рабочих мест или гибридного графика сотрудников.

Офисный парк Ostankino состоит из шести корпусов высотой 12 этажей и включает собственную территорию с центральной площадью и местом для проведения мероприятий под открытым небом, рестораны с террасами, фитнес-центр с бассейном и другим разноформатным ритейлом. Будущим резидентам не придется покидать пределы офисного комплекса: внутри уже есть все необходимое для работы и отдыха.

Стабильный доход в нестабильное время

Сейчас сложно рассчитать свой будущий доход даже при открытии депозита в банке. За последние несколько месяцев неоднократно менялась ставка Центробанка, из-за чего доходность банковских вкладов менялась с 23% всего за пару месяцев до 6% и меньше. В случае с Ostankino Business Park заботиться о нестабильности доходов не стоит. Будущему собственнику гарантируется ежемесячная доходность 10% в течение первых двух лет после ввода корпуса в эксплуатацию. Управляющая компания Pioneer Property Management будет самостоятельно осуществлять подбор арендаторов и контролировать взаиморасчеты с собственниками. А за техническую эксплуатацию объектов бизнес-парка отвечает лидер управления в сфере коммерческой недвижимости Sawatzky Property Management.

«Самый сложный для начинающих инвесторов период – первые два года жизни объекта», – коммерческий директор ГК «Пионер» Диана Нилиповская

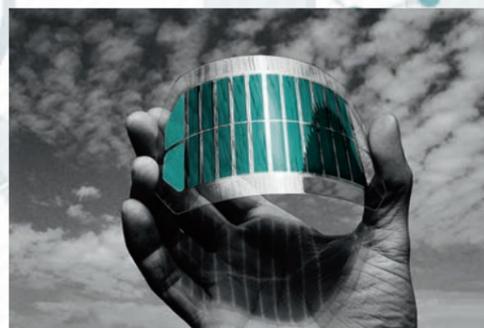
Гарантированная доходность на этот период от управляющей компании позволит иметь постоянный пассивный доход и сэкономить время на поиске арендатора. Кроме того, профессиональная управляющая компания предлагает дополнительные сервисы по управлению зданием и формированию гибких пространств. В дальнейшем собственник может выбрать удобную для себя стратегию: управлять помещениями самостоятельно или воспользоваться услугами управляющей компании, подчеркивает коммерческий директор ГК «Пионер» Диана Нилиповская.

Это не единственный инновационный кейс группы компаний «Пионер». Данный опыт масштабируется и в других проектах с офисами – ТОЦ Botanica и МФК Technopark. Готовая отделка офисных помещений от застройщика предлагается как дополнительная опция для клиентов.

«Инвестиции в офисную недвижимость становятся доступнее, из-за чего раньше начинают переходить из сегмента жилых новостроек в сегмент бизнес-центров. Этот интерес подстегнули повышающиеся цены на жилье», – подчеркивает Карина Анаевская.

Стоимость офисов в 5-м корпусе, который будет введен в эксплуатацию в начале 2024 года, начинается от 273 тыс. руб. за 1 кв. м, что значительно меньше, чем при покупке квартиры в новостройке бизнес-класса. Порог входа в проект составляет 21 млн руб., офисы от 70 до 260 кв. м. Таким образом, объект становится доступным для частных предпринимателей.

Удобные условия и способы покупки офисных площадей стали схожи с рынком жилой недвижимости. Например, в бизнес-парке Ostankino помещения реализуются по договорам долевого участия, что позволяет совершить покупку с привлечением ипотечных средств с первоначальным взносом от 15% и субсидированной ставкой от застройщика. Гарантированный доход сможет компенсировать ежемесячный ипотечный платеж.



Электродная установка для органических батарей

Ученые СПбГУ в составе международной группы исследователей разработали электродную установку, которая поможет лучше изучить свойства материалов и в перспективе создать органические батареи – безопасные аналоги литий-ионных аккумуляторов. На установке с помощью электронного парамагнитного резонанса исследовали различные полимеры. Этот метод позволяет определить наличие радикалов и протекающих окислительно-восстановительных реакций в структуре активного электрода, проанализировать его свойства и разработать стратегии для увеличения эффективности его работы и таким образом подобрать вещества, наиболее подходящие для создания органических батарей. Кроме того, метод дает возможность выявлять изменения в пленке и обнаруживать неактивные центры, наличие которых снижает эффективность работы аккумулятора.



Борщевиком очистят море от нефти

Ученые РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработали сорбент из борщевика, который способен очистить техническую воду и ликвидировать разливы нефти как в море, так и на суше, а также для очистки технической воды. Время активного впитывания загрязнений сорбентом составляет до 1,5 часа. По сравнению с известными органическими аналогами сорбционная емкость сорбента из борщевика в среднем больше на 50%. Его использование также поможет сократить ареал распространения растения, что важно, учитывая ядовитость некоторых видов борщевика.



Катализатор окисления от ученых НЦМУ

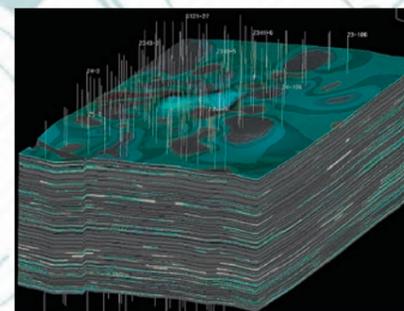
Реагент является продуктом совместных исследований ученых Южно-Уральского государственного университета, Северо-Восточного нефтяного университета и Каталонского института энергетических исследований.



Практическое применение гетерогенных катализаторов может быть ограничено невысокой активностью и селективностью, кроме того, они очень дороги. В составе нового катализатора нет дорогостоящих благородных металлов, он обладает высоким окислительно-восстановительным потенциалом, стабильностью и активностью центров на оксиде графена. Энтропийно-стабилизированные наночастицы, привитые к оксиду графена в качестве гетерогенного катализатора, были впервые синтезированы и использованы для селективного окисления одного из компонентов нефти – толуола – в кислородсодержащие соединения, в данном случае в бензальдегид, являющийся важным исходным веществом в нефтехимической и химической промышленности. Катализатор с высокими выходами позволяет получить альдегиды из алкилароматических соединений.



Модель динамической адсорбции в цифровом ядре от ученых КФУ



Математическая модель учитывает практически все параметры конвективно-диффузионных и реакционных процессов, а именно, коэффициент диффузии, скорость фильтрации флюида, константы адсорбции и десорбции и др., а также различные кинетические модели адсорбции. Результаты исследования носят систематический характер, поскольку были проведены при различных конвективно-диффузионных и реакционных параметрах, а также при различных фильтрационно-емкостных параметрах цифровых ядер. К основным результатам работы можно отнести семейство карт скорости адсорбции, построенных в координатах «пористость – неоднородность порового пространства» для различных чисел Пекле. Показано, что эффект неоднородности порового пространства наблюдается только в условиях преобладания диффузионного переноса вещества, тогда как при усилении конвективного механизма эффект значительно снижается.



Нейросеть для мониторинга разработки нефтяных месторождений

Ученые Пермского политеха создали программный продукт, который по состоянию на любой момент времени смоделирует виртуальное исследование скважины с определением пластового давления. Для облегчения оценки реального энергетического состояния залежи ученые создали нейросетевой метод. На основе рассчитанного с помощью методов машинного обучения пластового давления можно определить режим разработки залежи в данный момент, заблаговременно спроектировать систему поддержания пластового давления или оценить ее эффективность, а также принимать дальнейшие решения по разработке месторождений.



Математическая модель прогнозирования добычи

Производительность скважин чаще всего восстанавливают с помощью кислотного воздействия.



Оно заключается в растворении горной породы с применением химических реагентов. Ученые Пермского политеха совместно с китайскими коллегами разработали математическую модель, которая позволит оценить потенциальное увеличение объема нефти после кислотной обработки. Кроме того, технология по обработке скважин сократит временные и денежные издержки. Кислотная микроэмульсия – это российская разработка, состоящая из отечественных реагентов. Состав сохраняет низкую вязкость и обладает длительной активностью кислотного компонента. Это обеспечивает глубокое проникновение в нефтяной пласт и удаление парафиновых отложений в пустотах горной породы. Эмульсия снижает скорость коррозии скважинного оборудования, что позволяет проводить кислотную обработку без привлечения бригады капитального ремонта. Уникальность математической модели пермских ученых заключается в учете практически всех геологических и технологических характеристик.

ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ПРАЙМ ПАРК». Проектная декларация на сайте наш.дом.рф. Реклама.



Семейные резиденции
премиум-класса
5 мин. до ул. Тверская

- Премиум сервис (Valet-паркинг, консьерж-сервис, беллмены, охрана)
- 5,5 га паркового пространства
- Школа, детский сад и игровые площадки более 1 000 кв. м

Ленинградский пр-т, 37
primepark.ru

495 241-52-15



САУДОВСКИЙ МИЛЛИАРДЕР СДЕЛАЛ СТАВКУ НА РОССИЮ НА 500 МИЛЛИОНОВ ДОЛЛАРОВ

Bloomberg

Kingdom Holding Co – компания, принадлежащая саудовскому принцу Альвалиду бин Талал, инвестировала в российские компании 3,4 млрд долл. Стоимость этих ценных бумаг упала в конце февраля, когда торговля в Москве была остановлена, а против России были введены санкции. Альвалид является одним из самых богатых людей страны и самых известных международных инвесторов. В феврале Kingdom Holding инвестировала 1,37 млрд риалов (365 млн долларов) в американские депозитарные расписки Газпрома,



196 млн риалов в глобальные депозитарные расписки Роснефти и 410 млн риалов в американские депозитарные расписки ЛУКОЙЛа. В целом Kingdom Holding с 2020 года инвестировала 3,4 млрд долл в глобальные акции и депозитарные расписки.

НОВАЯ ГЕРМАНИЯ: САМАЯ ГЛАВНАЯ СТРАНА ЕВРОПЫ ПРОСНУЛАСЬ

The Economist

Благодаря В. Путину Германия проснулась, политика, проводимая Россией в области безопасности и энергетики, должна помочь ей возглавить Европу. Сегодня Германия зависима от дешевого российского топлива, экспорта традиционных продуктов машиностроения и Китая, как источника ресурсов и рынка сбыта. В конце февраля О. Шольц произнес речь, обозначив разрыв с послевоенной тенденцией страны к пацифизму. Хорошая новость заключается в том, что с проблемами страны можно справиться. Несмотря на то, что доля России на газовом рынке Германии сократилась вдвое, запасы газа на зиму создаются нормальными темпами. Промышленность может сократить потребление больше, чем ожидалось. Германия перезапускает законсервированные угольные электростанции, будет инвестировать в ВИЭ. Г-н Шольц пообещал увеличить расходы на оборону на треть, его правительство приступило к пересмотру отношений с Китаем и вскоре опубликует стратегию национальной безопасности. Что характерно, это первая подобная попытка Германии сформулировать собственные геостратегические цели.

РОССИЙСКАЯ ЭКОНОМИКА РЕЗКО СОКРАЩАЕТСЯ

The New York Times

Российская экономика оказалась более устойчивой к санкциям, чем первоначально ожидали некоторые экономисты, но теперь эксперты предсказывают спад.

Так, с апреля по июнь экономика сократилась на 4% в сравнении с прошлым годом, что, по мнению экспертов, стало началом многолетнего спада. Это был резкий разворот по сравнению с первым кварталом, когда экономика выросла на 3,5%. Западные санкции, лишившие Россию примерно половины ее запаса иностранной валюты и золотого резерва на сумму 600 млрд долл., наложили жесткие ограничения



на операции с российскими банками и перекрыли доступ к технологиям, что побудило сотни крупных западных корпораций уйти из страны. Но, даже несмотря на то, что импорт в Россию иссяк, а финансовые операции были заблокированы, что вынудило страну объявить дефолт по внешнему долгу, российская экономика оказалась более устойчивой, чем первоначально ожидали некоторые экономисты, а падение ВВП было не таким резким.

Аналитики говорят, что экономические потери будут расти, поскольку западные страны все больше отказываются от российских нефти и газа, важнейших источников экспортных доходов. По данным Международного энергетического агентства, России потребуется найти покупателей примерно на 2,3 миллиона баррелей нефти и нефтепродуктов в день, что составляет около 20% ее среднего объема добычи в 2022 году. ●



ОТДЫХ С ОСОБЫМ СТАТУСОМ

Премиальный отель на берегу Истринского водохранилища, восхитительные пейзажи, благоустроенная территория, просторные номера, оздоровление и велнес, спорт и спа, – это то, что заставляет снова и снова возвращаться к нам.

Отель хорошо известен среди поклонников премиального отдыха. Обладатель международных премий Perfect SPA в номинации «Лучший SPA-курорт в России» и World SPA & Wellness Awards, победитель в категории «Выбор путешественников» сайта Trip Advisor предлагает отдых на любой вкус и любой продолжительности.

Огромной популярностью в наше время пользуется медицинский велнес. Клиника La source d'Istra предложит вам большой выбор процедур и оздоровительных программ, разработанных персонально для Вас, направленных на укрепление, восстановление и поддержание здоровья.

Прекрасным дополнением к отдыху могут стать спортивные и развлекательные мероприятия. Спектр самый широкий – от рыбалки и активного отдыха до командных игр, организованных группой анимации для взрослых и детей.

К Вашим услугам разнообразные рестораны с великолепной кухней – брассеры La Croisette, азиатский Orientis, летняя веранда La Dolce Vita и просторный лобби-бар Ritzy.

Мистраль отель и СПА- место, где уважают Вашу приватность и заботятся о Вашем благополучии!

143513, Московская область, г. Истра, д.Рождествено, Территория Строй Капитал, здание 1
+7 (495) 994-40-00
www.m-istra-l.ru

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

Не исключено, что в расчетах за нефть и РФ перейдет на юань. Доллар say goodbye?

«Юань может стать резервной мировой валютой», – заявил в августе 2012 г. министр финансов РФ А. Силуанов. Мир уже начал отходить от доллара во взаиморасчетах. Чили отказалась от расчетов в долларах в торговле с Китаем. Еще раньше соглашения об использовании своих валют заключили Япония и Китай, Китай и Россия, Индия и Япония.



• Комментарий Neftegaz.RU

В апреле 2022 г. МИД КНР заявило, что Китай может перейти на юани или рубли в расчетах за российские энергоносители, при этом расчеты будут проводить и в валютах других



стран. В июле СИБУР ввел для китайских клиентов возможность расчетов в юанях. Еще раньше рассчитываться с Китаем в юанях начали саудиты.

Россия увеличила объемы импорта сырой нефти в провинцию Хэйлунцзян

В январе – июне 2012 года импорт сырой нефти Хэйлунцзян из России в стоимостном выражении составил 8,54 млрд долларов при росте на 30,6%. В частности, в январе импорт из России в Хэйлунцзян достиг 1,38 млрд долларов, что в 6,1 раза больше прошлогоднего показателя за тот же период.

• Комментарий Neftegaz.RU

На протяжении последующих десяти лет товарообмен между странами продолжал расти и в мае 2022 года

Китай увеличил импорт нефти из России до рекордного уровня в 8,42 млн тонн, что эквивалентно 1,98 млн барр. в сутки. По сравнению с прошлым годом импорт вырос на 55%, вытеснив Саудовскую Аравию с первого места среди поставщиков. Сырье поступает в Китай по трубопроводу Восточная Сибирь – Тихий океан, а также по морю из европейских и дальневосточных российских портов.

Добыча нефти на шельфе РФ в 2030 г. вырастет в 5 раз, газа – в 4 раза

Добыча нефти в результате реализации программы развития континентального шельфа РФ в 2030 году вырастет до 66,2 млн тонн, газа – до 230 млрд м³, сообщил премьер-министр РФ Д. Медведев, напомнив, что в 2011 году было добыто 13 млн тонн нефти, добыча газа составит 57 млрд м³.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2021 г. Минэнерго РФ в проекте генеральной схемы развития нефтяной отрасли констатировало, что в связи с отсутствием технологий по разработке шельфовых месторождений, как в России, так и в мире, активная добыча на шельфе до 2035 г. невозможна. Оптимистичный сценарий определяет двукратное снижение уровня добычи на шельфе к 2035 г., согласно базовому сценарию добыча упадет в три раза, до 9 млн т. ●



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

5–8 сентября

24-я Научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

Геомодель 2022

г. Геленджик

7 сентября

24-я Международная специализированная выставка резинотехнических изделий, шин, технологий для их производства, сырья и оборудования

Шины. Каучуки. РТИ 2022

г. Мурманск

13–16 сентября

XI Петербургский Международный Газовый Форум

г. Санкт-Петербург, Экспофорум

СЕНТЯБРЬ

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

12–16 сентября

2-я Молодежная научная конференция-школа

Геология на окраине континента

Приморский край

13–15 сентября

19-я международная специализированная выставка

Криоген-Экспо. Промышленные газы – 2022

г. Москва, Экспоцентр

28 сентября

III Специализированная конференция

Передовые Технологии Автоматизации. ПТА – Уфа 2022

г. Уфа, Nesterov Plaza

29 сентября

XII Конференция

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Нефтегазопереработка-2022

г. Москва, InterContinental



Телекоммуникационный центр Газпром космические системы в г. Щелково



И. Кот



Участник конференции Газомоторное топливо-2022



В. Строганов



В. Шахов



Посетитель СПГ конгресса-2022



И. Савельев



Участники конференции Газомоторное топливо-2022



Участники конференции Газомоторное топливо-2022



Спикеры конференции Газомоторное топливо-2022



М. Наумова



В. Лазутин



Участники выставки Нефтегаз-2022



Ю. Петраков



И. Тимонин



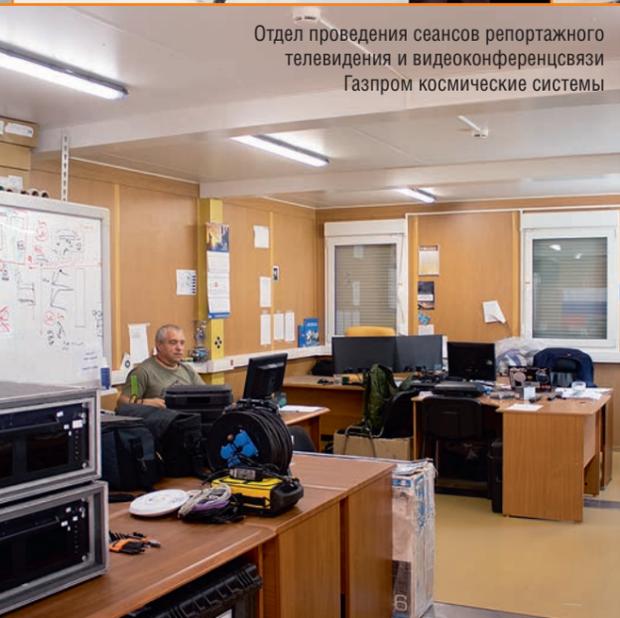
Стенд компании АИС-НН на выставке Нефтегаз-2022



М. Крюков



Участник конференции Газомоторное топливо-2022



Отдел проведения сеансов репортажного телевидения и видеоконференцсвязи Газпром космические системы



О. Белоглазова

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее



ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах	<ul style="list-style-type: none"> Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием Переходные процессы в электросети 	<ul style="list-style-type: none"> Единый коэффициент мощности (кВА = кВт) Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения Модульная архитектура ИБП Высокий КПД – до 96% Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА HOT SWAP для всех узлов ИБП Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс Цветной сенсорный ЖК-дисплей Простота установки и обслуживания

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)	<ul style="list-style-type: none"> Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды Микропроцессорное управление LCD панель с богатым набором индикаторов работы Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation) Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей Улучшенное управление батареями для продления их срока службы Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии Коммуникационный порт USB

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

КРАНЫ ШАРОВЫЕ ДЛЯ ПОДВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2.1 Оборудование для трубопроводного транспорта нефти

1.2.1.2 Оборудование для эксплуатации



Назначение

Применяются в качестве запорного устройства, устанавливаются на трубопроводы (в том числе в составе манифольда) на объектах подводной добычи и транспортировки газа и нефти.

Особенности конструкции

- Глубоководное погружение: усиленный корпус арматуры рассчитан для работы под воздействием давления на глубине до 1000 метров.
- Гарантированная герметичность: рекомендуемое основное уплотнение в затворе «металл-металл» и дополнительные уплотнения между седлами и корпусом обеспечивают надежную работу изделия при высоком давлении рабочей среды.
- Внутренняя стойкость: нанесение на внутренние поверхности основных деталей крана износостойкой наплавки из инконеля (Inconel 625) обеспечивает стойкость к коррозии, к агрессивным средам и морской воде.

- Проверенная надежность: нанесение на пробку и седла износостойкого покрытия из карбида вольфрама обеспечивает длительный срок службы изделия.

- Автономное управление: привод арматуры может быть оснащен интерфейсом ТНПА для управления арматурой с помощью глубоководного аппарата. ●

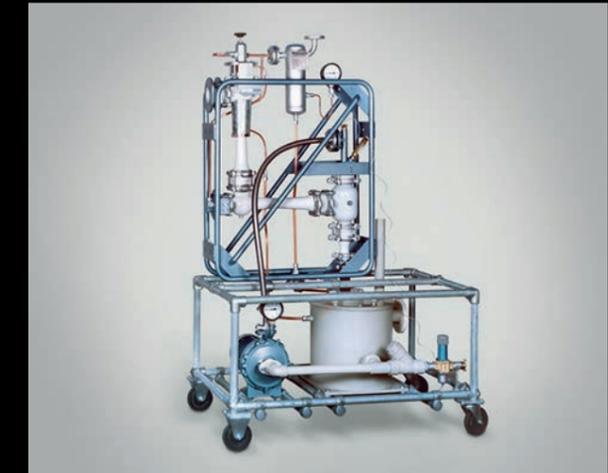
ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Присоединение к трубопроводу	фланцевое или под приварку (в том числе через переходные кольца)
Управление	ручной привод, гидропривод, многооборотный электропривод Привод арматуры может быть оснащен интерфейсом ТНПА для управления арматурой с помощью глубоководного аппарата
DN 50...600 мм Class 600-2500	
Требования и стандарты	Specification API 6D SS
Рабочая среда	жидкие и газообразные неагрессивные или агрессивные среды

ЛАБОРАТОРНЫЕ ПАРОСТРУЙНЫЕ ВАКУУМНЫЕ НАСОСЫ ТИПА LDP1

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее



Лабораторные пароструйные вакуумные насосы типа Ldp1 основаны на проверенной технологии струйного насоса и часто используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях.

Области применения

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях. Они в основном требуются для создания вакуума на короткие периоды работы, например, для прерывающихся технологических процессов.

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы являются передвижными. Крупные комплекты установки оснащаются колесиками, если только они не предназначены для стационарного использования. Они могут быть быстро подключены посредством коротких линий всасывания к любому потребителю вакуума. Это важная особенность, потому что исключается необходимость

использования разветвленных линий всасывания, в том числе запорных клапанов и т.д. Снижена вероятность входа воздуха утечки и, следовательно, время понижения сокращено. Это особенно важно для более высоких рабочих уровней вакуума.

Режим работы

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы состоят из двух пароструйных ступеней, соединенных последовательно и поддерживаемых жидкостным вакуумным насосом. В отличие от многоступенчатых паровых струйных вакуумных насосов они не используют никаких дренажных насосов или барометрических труб.

Специфические требования к пару и охлаждающей воде выше по сравнению с многоступенчатыми пароструйными вакуумными насосами, которые предназначены для непрерывной работы в течение более длительных периодов эксплуатации.

Расход воды лабораторных пароструйных вакуумных насосов относительно высок, поскольку струйный вакуумный насос предназначен не только для конденсации, но и для сжатия воздуха и газов до уровня атмосферного давления. Потребность в пресной воде может быть снижена за счет рециркуляции воды.

Когда потребление охлаждающей воды является важным фактором, лабораторные пароструйные вакуумные насосы оснащаются полной системой рециркуляции воды. Она состоит из следующих частей: водяной резервуар, насос с двигателем, регулятор температуры воды, клапан подачи охлаждающей воды, термометр и соединительный трубопровод между насосом и струйным конденсатором. Все части системы рециркуляции защищены от коррозии.

Клапан автоматической подачи охлаждающей воды обеспечивает поддержание температуры воды в допустимых пределах. ●



О. Шольц

Нельзя сделать это односторонне, только в тесной кооперации со многими другими (об ограничении цены на нефть из России – ред.)



А. Новак

Если цены будут ниже затрат для производства нефти, Россия не будет обеспечивать поставки этой нефти на мировые рынки



И. Абдул-Джаббар

Я бы хотел, чтобы у ОПЕК сохранились инструменты, чтобы измерять и контролировать добычу и сохранять существующий баланс



К. Кариньш

У нас есть план на случай непредвиденных обстоятельств, чтобы в этом не было необходимости (о закупках российского газа – ред.)



М. бен Салман

Саудовская Аравия нарастит добычу нефти до 12 миллионов баррелей в сутки, после чего у нее не будет больше возможностей увеличивать производство



С. Митрахович

Если мы вынуждены сократить добычу нефти, то и загрузка нефтеперерабатывающих заводов перестанет быть оптимальной



Э. Левитс

Ценой дорогих зим мы обретем независимость от России



Н. Азизи

Мы предложили России около миллиона баррелей, если она сможет отправлять больше, то это не проблема



Н. Мадуро

Венесуэла снова станет нефтяной державой



MORWENNA
Shipping Company

СОБСТВЕННЫЙ ФЛОТ
>50 СУДОВ

- ВСЕ ВИДЫ БУКСИРОВОК
- ПЕРЕВОЗКА НЕГАБАРИТНЫХ ГРУЗОВ
- МЕНЕДЖМЕНТ ФЛОТА
- УСЛУГИ АГЕНТИРОВАНИЯ НА ВВП РФ
- АРЕНДА ФЛОТА



WWW.MWSHIP.COM

HIGH LIFE

ЛЕТНИКОВСКАЯ 11

IT'S HIGH LIFE

КВАРТИРЫ С ВИДАМИ

Шесть башен с современной архитектурой и яркими фасадами. Квартиры на набережной с видовыми эркерами и невероятными видами, словно бросают вызов всему привычному.

Нам важно, чтобы приятные мелочи стали частью вашей обычной жизни, поэтому для жителей HIGH LIFE Летниковская, 11 будет доступна клубная инфраструктура с частным кинозалом, бьюти-зоной, фитнес-залом для личных занятий с тренером.

[HIGHLIFE.RU](https://highlife.ru)



ФИНАНСИРОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»



PIONEER