



ИНСТРУМЕНТЫ
АВТОМАТИЗАЦИИ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ
ИТ-ИНФРАСТРУКТУРЫ

СТРАТЕГИЯ
КОМПЛЕКСНОЙ
ЦИФРОВИЗАЦИИ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

6 [138] 2023

РОССИЙСКИЕ ЦИФРОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ



Входит в перечень ВАК (К1)

СЕЛЕКТУМ

ИННОВАЦИОННЫЕ
КАТАЛИЗАТОРЫ

Neftegaz.RU

СПЕЦПРОЕКТ

Наши катализаторы

как «Газпром нефть»
строит новую
высокотехнологичную
индустрию

Новое поколение катализаторов — это интересно! О технологиях, испытаниях и создании в России высокотехнологичной отрасли читайте в новом совместном спецпроекте Neftegaz.RU и компании «Газпром нефть».

SELECTUM.NEFTEGAZ.RU



Инструменты автоматизации
концептуального
проектирования обустройства
морских месторождений

14

Импортозамещение
ИТ-инфраструктуры: «классика»
или гиперконвергенция?

24

СОДЕРЖАНИЕ

Стратегия комплексной системы
цифровизации газоконденсатных
месторождений Узбекистана

28

БПЛА: новая угроза для объектов
транспортной инфраструктуры
и ТЭК. Зарубежная практика
и пути решения

36

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Буква и цифра

6

Дорожная карта
нефтегазохимических кластеров

8

События

10

Первой строчкой

12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Инструменты автоматизации
концептуального проектирования
обустройства морских месторождений

14

Импортозамещение
ИТ-инфраструктуры: «классика»
или гиперконвергенция?

24

Календарь событий

27

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Стратегия комплексной системы
цифровизации газоконденсатных
месторождений Узбекистана

28

БПЛА: новая угроза для объектов
транспортной инфраструктуры и ТЭК.
Зарубежная практика и пути решения

36

Российские цифровые технологии:
подведение итогов 2022

40

Повышение экономической эффективности
разработки нефтегазовых месторождений
на основе внедрения цифровых
инструментов

44

Разработка подкозырьковых месторождений
нефти высокотехнологичными
горизонтальными скважинами

52

НЕФТЕСЕРВИС

Расчет показателей разработки
слоисто-неоднородного пласта
полимерным заводнением на основе
модели линейного вытеснения

58

Ремонт скважин:
конкурентоспособный сервис

61

Проходка в хемогенных
породах: анализ проблем
разработки рецептуры
бурового раствора

62

Нейтралитет Туркменистана
как фактор энергетической
безопасности и добрососедства
для России в Средней Азии

80

Экономическая оценка рисков
инвестиционных прогнозов
по одному из месторождений
Пермского края

88

Индустрия СПГ
в Австралии

92

БУРЕНИЕ

Проходка в хемогенных породах:
анализ проблем разработки рецептуры
бурового раствора

62

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Применение низко- и высокомолекулярных
полимерных растворов для увеличения
коэффициента охвата вытеснением

66

Россия в заголовках

71

КАДРЫ

В выигрыше остались все!

72

ПЕРЕРАБОТКА

Состав газообразных продуктов
низкотемпературного термолита
асфальтенов как показатель
их структуры и термической
стабильности

74

ЭКОНОМИКА

Нейтралитет Туркменистана
как фактор энергетической безопасности
и добрососедства для России
в Средней Азии

80

Хронограф

87

Экономическая оценка рисков
инвестиционных прогнозов по одному
из месторождений Пермского края

88

РЫНОК

Индустрия СПГ в Австралии

92

ТРАНСПОРТИРОВКА

Катамаран-контейнеровоз
для эффективной логистики

95

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

В Уфе подвели итоги международной
выставки «Газ. Нефть. Технологии»

100

Новости науки

102

Нефтегаз *Life*

104

Классификатор

106

Цитаты

112

321 год назад

В 1702 году в первом номере газеты «Ведомости» публикуется заметка о том, что в Поволжье на реке Сок обнаружена нефть.

234 года назад

В 1789 году А. Лавуазье выпускает первый номер журнала по химии – «Анналы химии».

218 лет назад

В 1805 году А. Гумбольдт впервые высказывает идею о минеральном происхождении нефти.

174 года назад

В 1849 году канадский геолог А. Геснер получил керосин путем дистилляции нефти.

170 лет назад

В 1853 году И. Зег и И. Лукасевич изобретают керосиновую лампу, что делает керосин очень популярным товаром.

153 года назад

В 1870 году Д. Рокфеллер скупает разорившиеся нефтяные компании, договаривается с железными дорогами и через 7 лет контролирует 90% нефтяного рынка США.

146 лет назад

В 1877 году российское правительство стало сдавать участки с месторождениями в аренду, за пользование нефтепромыслами взимался ежегодный налог, а вырабатываемый керосин облагался акцизом.

111 лет назад

В 1912 году К. Энглер высказал предположение о роли природных алюмосиликатов, т.е. глины, в процессах образования нефти.

104 года назад

В 1919 году академик Н. Зелинский произвел перегонку сапропеля из оз. Балхаш, выделив сырую смолу, кокс и газ.

102 года назад

В 1921 году японский ученый Кобаяси получил искусственную нефть при перегонке рыбьего жира без давления и в присутствии катализатора.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижовский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

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

Служба технической
поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции,
распространение
Мария Короткова

Отдел по работе
с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

ОптимЛайн
ТЕХНОЛОГИИ
АДСОРБЕНТЫ И КАТАЛИЗАТОРЫ

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАБОТЫ С КАТАЛИЗАТОРОМ

ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОДУКТЫ ДЛЯ ЗАГРУЗКИ В РЕАКТОР

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА УПРАВЛЕНИЕ ПОСТАВКАМИ

Мы предлагаем собственные разработки катализаторов и адсорбентов на основе оксидов алюминия, титана. Наши керамические изделия, алюмооксидные шары, молекулярные сита и цеолиты демонстрируют высочайшие показатели надежности и производительности.

ПОСТАВКА ПРОДУКЦИИ СПЕЦИАЛЬНОЙ ХИМИИ:

различные виды добавок и присадок для процессов нефтепереработки – одно из приоритетных направлений деятельности компании «ОптимЛайн».

реклама



+7 (495) 660 07 44
optimline@optimline.com
Optimline.com

Доля высокотехнологичных отечественных товаров в общем объеме потребления должна составить не менее

75 %

Для обеспечения технологического суверенитета необходимо увеличение внутренних затрат на исследования и разработки не менее чем

на 45 %

Уровень инновационной активности должен увеличиться

в 2,3 раза,

а затраты на эти цели – в 1,5 раза

К 2030 г. объем инновационных товаров, работ и услуг должен увеличиться

в 1,9 раза,

а число патентных заявок – в 2,4 раза

БУКВА И ЦИФРА

Анна Павлихина

На пути своего недолгого по вселенским меркам прогресса человечество совершило два революционных (или, если хотите, эволюционных) изобретения – буквы и цифры. Конечно, открытий, интеллектуальных находок, было существенно больше, но только эти два шага перенесли нас на качественно иной уровень. С того момента, когда человек впервые додумался кодировать знания символами, все, до чего могла дотянуться мысль homo sapiens, надежно закреплялось в истории, и последующие поколения, опираясь на эти знания, зашагали по тропинке цивилизации семимильными шагами.

Именно на изобретении «буквы» (подведем под этот собирательный образ и иероглифику с клинописью) зжились достижения первых цивилизаций в области торговли и науки. Все остальные великие изобретения и открытия стали лишь следствием овладения письмом. Писчие принадлежности и печатный станок казались незаменимыми и незаменимыми, пока XX век не сокрушил это убеждение вторым за всю историю человечества судьбоносным изобретением – цифровыми технологиями.

Между этими открытиями пять тысяч лет. За это время письменность трансформировалась, упрощалась по форме и усложнялась по содержанию, но с точки зрения технологии это переход от глиняной таблички к печатному станку.

Цифровые технологии продемонстрировали способность к более быстрому движению: от изобретения компьютера до облачных технологий прошло 20 лет, от облака до виртуальной реальности – 10.

Гутенберг создал печатный станок около 1450 г., но понадобилось более ста лет, чтобы в нашей стране начали печатать книги. Сегодня, когда плотность



коммуникаций в мире значительно выше, обмен знаниями и технологиями происходит существенно быстрее. Результатом постоянного обмена знаниями стал мир, в котором периоды от изобретения до повсеместного внедрения исчисляются уже не сотнями лет, а сотнями дней, и где на основе уже сделанных открытий рождаются новые изобретения, по экспоненте увеличивая копилку научных достижений.

В мае правительство России утвердило Концепцию технологического развития до 2030 г., цель которого – «достижение технологического суверенитета», вызывает гамму противоречивых чувств: и восторг, и сомнение, и негодование.

Восторг, потому что независимость в плане обеспечения технологиями, это в разы увеличенное финансирование исследовательских институтов, это

больше никаких третьих стран, чтобы получить мало-мальски необходимые запчасти, это возможность «пересадить» весь мир с условного айфона на условный тайгафон.

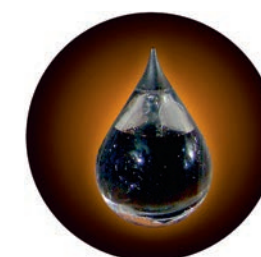
Сомнение возникает из-за отсутствия прецедентов, вряд ли какая-либо страна начиная с нового времени могла бы обоснованно утверждать, что достигла технологического суверенитета. А еще упавшие в два раза нефтегазовые (т.е. основные) доходы вряд ли позволят увеличить ассигнования на разработки.

Негодование, потому что, во-первых, есть опасение, что суверенитет может привести к изоляции, выражающейся в нежелании делиться даже академическими наработками с зарубежными коллегами и, как следствие, ограничение в доступе к мировым достижениям.

Во-вторых, за шесть с половиной лет, выделенных на реализацию этой великой цели, в лучшем случае удастся сохранить сегодняшние позиции. Но может быть и худший вариант, при котором темпы, взятые в погоне за показателями, приведут к внедрению не самых лучших решений. Максима «пятилетка за два года» хороша, когда дело касается добычи угля. Или нефти и газа. Но не технологий. Форсирование уже ощутили на себе отраслевые ведомства. В Минэнерго считают, что ускоренная замена ПО может негативно повлиять на работу энергосистемы и просят ввести исключения для компаний ТЭК по срокам импортозамещения критически важных IT-решений.

И, в-третьих, сомнительна осуществимость цели. Предполагается, что в стране будут созданы условия для высокоинтенсивной инновационной активности корпораций и предпринимателей, которые будут работать в комфортной регуляторной среде. К 2030 г. национальная экономика должна обеспечивать производство высокотехнологичной продукции: чипов и другой микроэлектроники, высокоточных станков и робототехники, авиакосмической техники, беспилотников, телекоммуникационной техники, программного обеспечения. Но сегодня не просматривается никаких механизмов, способствующих реализации этих задач, а иллюзорные цели, загораживающие реальные перспективы, не позволяют сделать шаги в правильном направлении.

Номер, который вы держите в руках, посвящен вопросам внедрения цифровых технологий, применяемых при разработке нефтегазовых месторождений, транспортировке углеводородов, в управлении энергопотреблением и обеспечении промбезопасности. Авторы рассказывают об уже внедренных решениях и дают оценку событий на ближайшую перспективу. ●



ДОРОЖНАЯ КАРТА НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИХ КЛАСТЕРОВ

Анастасия Гончаренко

Правительство РФ актуализировало дорожную карту развития нефтегазохимического комплекса до 2025 г. Большинство мероприятий должно быть реализовано к концу 2023 г.

Существенная часть территории РФ располагается в полярных широтах, именно там находятся крупные запасы нефти и газа, для переработки которых необходимы современные производства. Поэтому предполагается расширить поддержку нефтегазохимических кластеров, в первую очередь в Арктической зоне в непосредственной близости от ресурсной базы. В числе основных задач: создание нефтегазохимических кластеров в Арктической зоне и на Дальнем Востоке России, развитие транспортно-логистической инфраструктуры, подготовка квалифицированных кадров для отрасли, проработка целесообразности проведения эксперимента по маркировке масел и смазок, утверждение комплексной программы освоения ресурсного потенциала полуострова Ямал. Программа должна быть утверждена к июлю 2024 г. Ответственные – Минэнерго, Минвостокразвития, Минпромторг, Минприроды и правительство Ямало-Ненецкого автономного округа.

К целевым показателям дорожной карты относятся: увеличение выработки крупнотоннажных полимеров на 34%, с 7,4 млн т в 2023 г. до 9,9 млн т к 2025 г., увеличение доли углеводородов в качестве сырья для нефтехимии с 26,2% в 2023 г. до 35,2% к 2025 г.

По словам вице-премьера РФ А. Новака, на сегодняшний день значительная часть нефтехимической продукции все еще поставляется из-за рубежа, и важнейшей задачей является обеспечение импортозамещения этих поставок. Для этого необходимо развивать производство крупно-, средне- и малотоннажной нефтехимической продукции, а также обеспечить технологический суверенитет в этом сегменте промышленности. Правительством уже создан ряд стимулов для реализации нефтехимических проектов, приняты поправки в Налоговый кодекс – введен обратный акциз на этан и СУГ, заключены пять инвестиционных соглашений о создании новых нефтехимических мощностей с крупнейшими предприятиями, реализуются проекты по строительству нефтегазохимических комбинатов с общим объемом инвестиций более 3 трлн руб. В результате только за три года объем производства крупнотоннажных полимеров увеличился на 25%, что позволило уйти от импортной зависимости в этом сегменте. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Роснефть предложила правительству РФ использовать котировку сорта Dubai вместо Brent при расчете налогов с предприятий российской нефтегазовой отрасли и экспортных пошлин. Минфин с предложением ознакомлен и прорабатывает его. Есть ли резон менять Brent на Dubai?

Надо ли при начислении налогов переходить на котировки сорта Dubai?

16%

Да, базовая котировка Brent не отражает рыночную цену российской нефти, так как экспортные потоки перенаправлены на рынок АТР

23%

Нет, это снизит налоговые поступления

17%

Да, на котировках сорта Dubai формируются цены поставки почти на 30 млн барр. нефти в сутки, а это более 30 % мировой добычи

8%

Нет, достаточно изменить источник поступления информации о ценах

11%

Да, сорт Dubai является основным бенчмарком при поставках нефти в страны АТР, тогда как привязка к Brent используется в европейском трейдинге

19%

Нет, это сформирует зависимость от нового сорта, данные торговли которым также поступают от Argus Media

В мае стоимость нефти марки Urals упала на 9% до 53,34 долл. за барр., оказавшись на 6,7% ниже ценового потолка. За год российская нефть подешевела почти на треть. Но некоторые аналитики усматривают в этом позитивные моменты

Цена на российскую нефть за месяц упала на 5 долл. за барр., хорошо это или плохо?

14%

С учетом снижения стоимости Brent скидка на Urals сократилась до 29,3%. Сокращение дисконта – позитивный факт, т.к. благодаря новому порядку расчета цен на нефть для налогообложения, это принесет бюджету 600 млрд рублей дополнительных доходов

38%

Упавшая стоимость Urals ниже цены в 70,1 долл. за барр., заложенной в российский бюджет на 2023 год

3%

Сокращение дисконта может благоприятно сказаться на интересе инвесторов к акциям нефтегазовых компаний и поддержать курс рубля

45%

Низкая стоимость нефти означает низкие доходы нефтяных компаний, что не позволяет им инвестировать в развитие



История маленького острова

РЕКЛАМА

Где-то посреди Индийского океана есть крошечный тропический остров, окруженный белоснежным песком, бирюзовыми лагунами и невероятным коралловым рифом. Эта точка на карте настолько уникальна, что взята под защиту ЮНЕСКО. Остров называется Milaidhoo, и сейчас самое время его посетить. Вперед!

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

Ростех создает холдинг для производства импортозамещающих товаров

Ростех создает новый холдинг, который объединит не менее пятнадцати предприятий с компетенциями в сфере химии и нефтехимии. Целью новой структуры станет производство востребованной отечественной продукции для авиационной промышленности, ТЭК, горнодобывающих компаний, медицины и др. отраслей. Холдинг призван заместить изделия известных иностранных производителей.

В состав новой структуры войдут тринадцать предприятий корпорации Росхимзащита,

Государственный научно-исследовательский институт химии и технологии элементоорганических соединений, Институт пластмасс и др. Головной структурой определено объединение Союзхимэкспорт. На базе холдинга планируется организовать новые производства, инвестиции в которые оцениваются в 4 млрд руб.

Переработка на воде

В Китае в эксплуатацию сдан первый в мире «морской нефтеперерабатывающий завод»

«Росатом» запустил в Ставропольском крае Кузьминскую ВЭС мощностью 160 МВт. При строительстве станции, состоящей из 64 ветроэнергетических установок, использовали импортозамещающие компоненты. Первые 100 МВт уже поступили в единую энергосистему страны

Российский морской регистр судоходства и H2 Тех создают первый российский контейнер-цистерну для перевозки жидкого водорода. CryoSafe-42 – это стандартизированная многооборотная тара с экранно-вакуумной изоляцией для временного хранения и транспортировки жидкого охлажденного водорода

Судно M350 способно перерабатывать до 220 тыс. баррелей сырой нефти в день. Проект был разработан компанией Dalian Shipbuilding Industry Co. Судно предназначено для разработки глубоководных нефтегазовых месторождений. Оно может добывать нефть и природный газ, хранить, транспортировать и перерабатывать до 220 тыс. баррелей сырой нефти в день, что эквивалентно заводу по переработке площадью 10 км². Проектный срок службы судна свыше 30 лет. Длина судна составляет 364 м, ширина – 64 м, расчетная высота борта – 33 м, водоизмещение – более 460 тыс. тонн.

МТК Север – Юг расширят

Россия и Иран подписали межправсоглашение о сотрудничестве по финансированию проектирования, строительства

и поставок товаров и услуг для создания железной дороги Решт – Астара на территории Ирана для развития перевозок по международному транспортному коридору Север – Юг. Это сквозная транспортная артерия, которая призвана связать российские порты на Балтике и северных морях с иранскими портами на побережье Персидского залива и Индийского океана.

Между иранскими городами Решт и Астар будет проложена железнодорожная линия протяженностью 162 км, что позволит наладить прямое железнодорожное сообщение по всей протяженности маршрута Север – Юг.

Таким образом будут диверсифицированы глобальные транспортные потоки, перевозки по новому коридору получат конкурентные преимущества: доставка грузов из Санкт-Петербурга в Мумбаи займет около 10 суток (по сравнению с 30–45 сутками сегодня), вырастут объемы грузопотоков.

На строительство Россия выделит межгосударственный кредит в размере 1,3 млрд евро.

Грузооборот железной дорогой после реализации этого проекта составит не менее 15 млн т транзитных грузов в год.

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

Ловушка для CO₂

China Energy ввела в эксплуатацию крупнейшую в Азии установку по улавливанию углерода. Установка, запущенная на угольной электростанции в г. Тайчжоу, способна улавливать 500 тыс. т углекислого газа в год. Весь улавливаемый углерод может быть утилизирован, соответствующие контракты уже заключены с восемью компаниями.

CHN Energy также реализует пилотные проекты по улавливанию и хранению углерода в стране, которые являются частью усилий Китая по достижению углеродной нейтральности к 2060 г. В Восточном Китае готовится к запуску еще одна установка CCUS мощностью 10 млн т в год. В 2022 г. Sinopet ввела в строй крупнейший в стране CCUS на нефтяном месторождении Shengli мощностью 1 млн т в год.

100 судов для СМП

Росатом изучает возможность изменения маршрутов морских нефтеперевозок и перенаправления их из портов Балтики на Северный морской путь. Грузопоток по СМП в 2022 г. составил 34 млн т, что на 2 млн т в год больше плановых показателей,

В Александровске-Сахалинске началось возведение нового комплекса, для строительства которого из Китая прибыло 50 единиц техники. В рамках проекта предполагается создание морского многофункционального комплекса, лесоперерабатывающего комплекса, фабрики угля и тепловой электростанции

в 2023 г. план перевозок по СМП составляет 36 млн т. Эмбарго на поставки российской нефти и нефтепродуктов открыло новое окно возможностей для появления дополнительной грузовой базы на СМП.

По словам главы Росатома, к Севморпути проявляют интерес не только российские компании, но и страны БРИКС и Ближнего Востока. В этой связи прорабатывается участие партнеров из дружественных стран не только в транзите по СМП, но и в развитии инфраструктуры.

Росатом намерен довести количество арктических судов в своем флоте до 100. В эксплуатации находится 30 судов, еще 33 строится, продолжается строительство четырех плавучих атомных электростанций.

Госдума РФ одобрила законопроект о ратификации соглашения между правительствами России и Китая о сотрудничестве в сфере поставок природного газа по Дальневосточному маршруту, рассчитанного на 30 лет с продлением на следующие пятилетние периоды. Особо отмечается, что Россия и Китай будут поощрять использование национальных валют при осуществлении расчетов

Меньше нефти!

По итогам очного заседания в г. Вене ОПЕК+ утвердила квоту на добычу нефти в размере 40,46 млн барр. в сутки с 2024 г., т.е. почти на 1,4 млн барр. меньше, чем в настоящее время. Таким образом, в следующем году добыча суммарно сократится на 1,393 млн барр. в сутки.

Квота России на добычу нефти сокращена до 9,828 млн барр. в сутки, разрешенный уровень добычи на 2023 г. составляет 10,478 млн барр. в сутки. Кроме того, Россия согласилась до конца 2024 г. продлить добровольное ограничение добычи на 500 тыс. барр. в сутки. Саудовская Аравия сможет в 2024 г. добывать столько же нефти, сколько и в 2023 г. – 10,478 млн барр. в сутки.

Однако министр нефти принц А. бен Салман заявил о решении Саудовской Аравии добровольно сократить добычу на 1 млн барр. в сутки. Также квота не изменилась для Алжира, Ирака и Кувейта. Для Анголы она составит на 2024 г. 1,28 млн барр. в сутки, для Конго – 276 тыс. барр. в сутки, для Нигерии – 1,38 млн барр. в сутки. ОАЭ смогут добывать 3,2 млн барр. в сутки, что на 200 тыс. барр. в сутки больше квоты, установленной на 2023 г. ●

На **8,3 %**
до **4,42** долл.
Турция увеличит сборы
за прохождение судов через
Босфор и Дарданеллы
с 1 июля 2023 г.

0,8 %
составит рост
потребления
электроэнергии следующей
зимой согласно данным
Минэнерго РФ

На **2,6 %**
снизился экспорт
нефти из Азербайджана
с начала 2023 г.
Доля нефти
в общей структуре
экспорта
составила
45,42 %

На **26,5 %**
Китай увеличил импорт
российской нефти
с начала 2023 г.,
СПГ – на **50 %**

Распадская планирует
нарастить объем
добычи угля
до **35** млн т
в год

На **1,1 %**
снизилась добыча жидких
углеводородов в Норвегии

В **3** раза
до **20** млн т
СУЭК планирует увеличить
поставки угля в Китай в 2023 г.

БОЛЕЕ 60 %
будут занимать
нефть, газ
и уголь
в глобальном
энергобалансе к 2050 г.
согласно прогнозам компании
Роснедра

До **348,7**
долл./1000 м³
опустилась
биржевая
цена газа
в Европе
впервые почти за 2 года

На **11 %**
до **5,1** млн тонн
выросла добыча нефти
в Якутии в 1-м квартале
2023 г.
До конца 2023 г.
в республике
планируют
добыть
18,9 млн т нефти

На **11,9 %**
сократились
нефтегазовые
доходы России
за май
Бюджет недополучил
30,6 млрд рублей

На СПбМТСБ в июне 2023 г.
был зафиксирован
максимальный
за 2,5 года
объем торгов
газом –
846,2
млн м³

На **6 %**
российские НПЗ снизили
переработку в мае по сравнению
с предыдущим месяцем,
в годовом сравнении переработка
выросла на **2 %**

\$1 млрд
инвестирует
Американская Air Products
в комплекс по переработке
природного газа Uzbekistan GTL,
производящего **1,5 млн тонн**
синтетического жидкого топлива в год

285,9
млн долл.
составила чистая
прибыль
Софкомфлота
в 1-м квартале 2023 года

7 газовых
скважин
с уровнем
добычи более
100 тыс. м³
газа в сутки ввел в
эксплуатацию украинский
Нафтогаз с начала 2023 г.

На **10,15 %**
до **235** млрд м³
снизилась
добыча газа
в России с начала 2023 г.

1 млн т СПГ
выработан на КСПГ Портовая

В **5** раз
до **5,45** млн евро
упала прибыль
финской дочки
ЛУКОЙЛа

16,3 млн тонн
составит квота
на экспорт
удобрений из России
с 1 июня по 30 ноября 2023 г.

ИНСТРУМЕНТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

концептуального проектирования обустройства морских месторождений нефти и газа

СОГЛАСНО ДАННЫМ МИНИСТЕРСТВА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ [1], ПО СОСТОЯНИЮ НА КОНЕЦ 2020 ГОДА РАЗВЕДАННЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АКВАТОРИЯХ РФ СОСТАВЛЯЛИ 15,37 ТРЛН М³ ИЛИ 20,6% ОТ ВСЕХ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА РФ. ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ЗАПАСОВ ОЦЕНИВАЕТСЯ КАК НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНЫЕ, А РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОТКЛАДЫВАЕТСЯ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОБУСТРОЙСТВА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ?

ACCORDING TO THE DATA OF THE MINISTRY OF NATURAL RESOURCES AND ECOLOGY OF THE RUSSIAN FEDERATION [1], AS OF THE END OF 2020, THE EXPLORED RESERVES OF NATURAL GAS IN THE WATERS OF THE RUSSIAN FEDERATION AMOUNTED TO 15.37 TRILLION CUBIC METERS OR 20.6% OF ALL RUSSIAN NATURAL GAS RESERVES. A SIGNIFICANT PART OF THE RESERVES IS CONSIDERED LOW-MARGIN AND THEIR DEVELOPMENT IS POSTPONED. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER FOR THE DESIGN AND DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS?

Ключевые слова: обустройство морских месторождений нефти и газа, концептуальное проектирование, интегрированные модели, экономическая эффективность, методы оптимизации, поиск глобального оптимума, программное обеспечение для концептуального проектирования.



**Дряхлов
Вячеслав Сергеевич**
аспирант РУДН



**Юшин
Евгений Сергеевич**
доцент РУДН,
к.т.н.

Последние пять лет воспроизводство запасов газа в РФ обеспечивается преимущественно за счет открытий новых газовых месторождений в Карском море. Нетрудно установить, что долгосрочные перспективы газодобычи в России с учетом постепенной выработки запасов ЯНАО на суше будут смещаться в сторону акваторий Карского, Баренцева, Охотского морей. Об этом свидетельствуют и прогнозируемые ресурсы (кат. D₀, D₁, D₂) газа в стране [1] – 87,7 трлн м³ (46,1 %) приходится на шельф преимущественно арктических морей РФ.

Существенная часть запасов газа на шельфе РФ в настоящее время относится компаниями-владельцами лицензий к категории «низкорентабельных», по месторождениям не принимаются инвестиционные решения, а геологоразведка откладывается «до лучших времен» или наступления лицензионных обязательств. Такое положение в отрасли морской нефтегазодобычи РФ обусловливается крайне сложными природно-климатическими условиями акваторий, высокими

затратами на ГРП, обустройство и бурение, большим временным лагом между началом ПРБ и началом добычи, высокими ставками дисконтирования, применяемыми компаниями в отношении шельфовых проектов, низким уровнем развития производственной базы РФ в части строительства гидротехнических сооружений и изготовления оборудования подводных добычных комплексов (ПДК) [3].

Зарубежные инжиниринговые компании, привлекавшиеся до 2022 года для проектирования обустройства месторождений с применением ПДК (например, Штокмановского, Кириного и Южно-Кириного ГКМ), имеют свои финансовые интересы и лоббируют зачастую не самые оптимальные технические решения с точки зрения заказчика и экономики проекта в целом. В отечественной практике проектирования, технической литературе и периодике малое внимание уделяется проблеме комплексного интегрированного проектирования разработки и обустройства морских месторождений. Проектирование

разработки и обустройства новых морских месторождений в России строится на тех же принципах «линейности», что и проектирование освоения сухопутных месторождений.

Традиционный подход к проектированию заключается в выборе группы экспертов из нескольких смежных технических областей для изучения нескольких реалистичных сценариев разработки и обустройства, выбранных экспертным, опытным путем. Хотя такой подход и может дать разумные варианты разработки и обустройства, он не может гарантировать того, что сочетание этих вариантов приведет к оптимальному решению с точки зрения NPV и IRR проекта. В любом проекте существует потенциал оптимизации технических решений путем поиска оптимального баланса между профилем добычи, затратами и сроками ввода объектов в эксплуатацию.

Между функцией «бурения» и функцией «обустройства» в проектной команде зачастую возникает конфликт, обусловленный тем, что первые стремятся сократить затраты на бурение за счет более свободного размещения скважин и уменьшения суммарной проходки, а вторые – сократить капитальные затраты на обустройство путем уменьшения количества буровых центров и интерфейсов между ними (трубопроводов и шлангокабелей). Для максимизации экономического эффекта проекта необходимо комплексное решение задачи размещения объектов обустройства (платформ, ПДК, трубопроводов и шлангокабелей, береговых комплексов и т.д.) на площади с учетом батиметрии, инженерно-геологических условий и проектирования траекторий стволов скважин с целью максимизации NPV или IRR проекта. Важно отметить, что задача максимизации NPV не сводится только к максимизации добычи «любой ценой» или минимизации капитальных затрат, точка глобального оптимума по NPV всегда находится где-то между этими двумя крайностями.

При определении оптимальной схемы ПДК на этапах концептуального проектирования (предпроектная проработка, поддержка принятия решений по ПРБ, ТЭО) с учетом

особенностей, описанных выше, необходимо проводить многовариантный расчет по критерию максимизации NPV и/или IRR. В многовариантном расчете необходимо рассматривать различные варианты кустования скважин и организации системы сбора, темпы и последовательность ввода скважин, типы ПБУ, опции частичной подготовки скважинной продукции под водой (процессинг с одной ступенью сепарации, ПДКС) и обеспечения потока во взаимосвязи с влиянием технических решений на профиль добычи.

С учетом комбинаторики, количество вариантов обустройства месторождения зачастую таково, что невозможно вручную произвести расчеты по каждому из них даже с использованием упрощенных математических моделей и зависимостей, необходима автоматизация и алгоритмизация генерирования и расчета сценариев обустройства. В настоящей статье представлен обзор ключевых исследований, разработанных методик и ПО в области автоматизированного концептуального проектирования обустройства морских нефтегазовых месторождений как российского, так и зарубежного авторства. Обоснованный подход к выбору оптимальной схемы ПДК, основанный на многовариантных расчетах, и использование современных технологий подводной добычи потенциально позволит перезапустить экономику многих проектов и вывести их в положительную зону.

Состояние изученности проблемы в России и за рубежом

В регламенте ПАО «Газпром» на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений (СТО Газпром 2-3.7-320-2009) отмечено, что «в процессе обоснования оптимальных технико-экономических решений рекомендуется соблюдение принципа комплексности, который предусматривает взаимосвязь расчетных вариантов разработки месторождения со способами обустройства устьев скважин и прогнозируемой технологической схемой обустройства месторождения» [2]. Этот пункт рекомендует (но не обязывает) использовать интегрированные модели «пласт – скважина – система сбора – УКПГ» на этапе формирования проекта разработки, но не конкретизирует критерий оптимальности технико-экономических решений, а также метод его поиска.

Другой пункт СТО несколько конкретизирует требования к формированию вариантов для ПДК: «При подводном обустройстве устьев скважин с использованием подводных добычных комплексов необходимо сформировать варианты разработки, отличающиеся числом кустов скважин (числом ПДК),



ТАБЛИЦА 1. Ключевые работы в области автоматизации концептуального проектирования разработки и обустройства месторождений нефти и газа, рассматриваемые дисциплины и параметры оптимизации

Работа	Метод поиска оптимума	Рассматриваемые дисциплины									Оптимизируемый параметр	Учет ледовых условий
		Разработка	Бурение скважин	Скважинная добыча	Система сбора (ПДК)	Обеспечение потока	Подготовка продукции (подводная)	Платформы / БТК	График реализации проекта	Экономика проекта		
[5]	Линейное программирование	–	+	–	+	–	–	+	–	+	CAPEX, NPV	–
[3]	Ручной перебор	+	+	–	+	+	–	+	+	+	NPV, IRR	+
[4]	Ручной перебор	+	+	+	–	–	–	+	–	+	IRR	+
[18]	Смешанно-целочисленное программирование	+	+	+	–	–	–	+	+	+	NPV	–
[13]	Смешанно-целочисленное линейное программирование	+	+	+	–	–	–	+	+	+	NPV	–
[10]	Экспертная система, мета-эвристический поиск	+	+	+	+	+	–	+	+	+	IRR (ROR)	–
[6]	Смешанно-целочисленное линейное программирование	+	+	–	+	–	–	+	+	+	NPV	–
[12]	Смешанно-целочисленное нелинейное программирование	+	–	–	–	–	–	+	+	+	NPV	–
[16]	Двоичное линейное программирование	–	+	–	+	–	–	+	–	–	CAPEX	–
[17]	Смешанно-целочисленное линейное программирование	+	–	–	+	+	–	–	–	–	NPV	–
[11]	ПО, эволюционный алгоритм	–	–	+	+	+	–	+	–	–	CAPEX	–
[9]	Мета-эвристическая модель, ПО	+	+	+	+	+	–	+	+	+	CAPEX, NPV	–
[15]	Двоичное линейное программирование, MathCAD	–	+	–	+	–	–	–	–	–	CAPEX	–
[14]	Смешанно-целочисленное нелинейное программирование	+	–	–	–	–	–	+	+	+	NPV	–
[8]	Эволюционный алгоритм	+	–	–	+	+	+	–	–	+	NPV	–
[7]	Смешанно-целочисленное линейное программирование, генетический алгоритм	+	+	+	–	–	–	+	+	+	NPV	–

их расположением по площади залежи, количеством скважин в кусте» [2].

Качество формирования ограниченного количества рассматриваемых вариантов разработки и обустройства месторождения при текущих подходах зависит от субъективного фактора – опыта и компетентности проектной команды, уровня взаимодействия и интеграции различных функциональных направлений между собой. Объективные интересы проекта заключаются в рассмотрении и количественной оценке наиболее полного перечня возможных (и целесообразных) сценариев

разработки и обустройства, включая вариативность в:

- количестве, расположении и порядке ввода скважин;
- конструкциях скважин (диаметр, тип заканчивания);
- расположении устьев скважин и организации системы сбора;
- опциях обеспечения потока;
- расположении и технической схеме объектов подготовки продукции;
- графике реализации проекта / строительства объектов обустройства.

В таблице 1 представлены ключевые работы в области

автоматизации концептуального проектирования разработки и обустройства месторождений нефти и газа. Различными авторами задача автоматизации генерации вариантов и поиска оптимума решалась средствами математического моделирования, программирования и использования алгоритмов и методов оптимизации.

Различные работы фокусируются на ограниченном перечне рассматриваемых дисциплин и оптимизируемых параметрах, ввиду чего лишь некоторые из них представляют собой комплексный подход к решению задачи поиска глобального оптимума по всей цепочке проектирования.

В одной из первых работ в области автоматизации концептуального проектирования, в рамках которой используется программирование, J. Sullivan [18] рассматривается решение достаточно узко специфической задачи – оптимизации фонда скважин и загрузки компрессорных мощностей на действующем объекте в Северном море. Оптимизируемым параметром является NPV проекта, метод поиска оптимума – смешанно-целочисленное программирование и использование математических моделей для пласта, скважин, технологического оборудования платформ, графика реализации и экономики проекта. Несмотря на то, что в рамках работы не рассматривается подводный способ обустройства, ее результаты легли в основу множества последующих исследований в области автоматизации проектирования ПДК.

Близкой по содержанию и способу поиска оптимума к [18] является работа R.R. Iyer [13]. С помощью частично-целочисленного линейного программирования авторами создана модель, в которой переменными являются выбор объектов разработки, выбор места расположения платформ и скважин, график бурения скважин и установки платформ, мощности добывающих платформ и дебиты скважин для каждого периода времени. Дебиты моделируются как зависящие от давления, а нелинейность поведения пласта аппроксимируется с помощью кусочно-линейной интерполяции. Ограничения доступности буровой установки в зависимости от природно-климатических условий в течение года также учитываются в модели. Стоит отметить, что предложенный алгоритм не гарантирует нахождения глобального оптимума.

Первая всеобъемлющая работа по автоматизации интегрированного проектирования освоения морских месторождений авторства A.S. Cullick [10] предлагает интегрированную схему взаимодействия между функциями проектной команды, использование экспертной системы, обширных баз технико-экономических данных и мета-эвристического метода поиска. Отдельным достоинством работы [10] является вероятностное моделирование, т.е. рассмотрение

различных сценариев разработки и обустройства для различных вероятностных показателей добычи – P50, P85, P15.

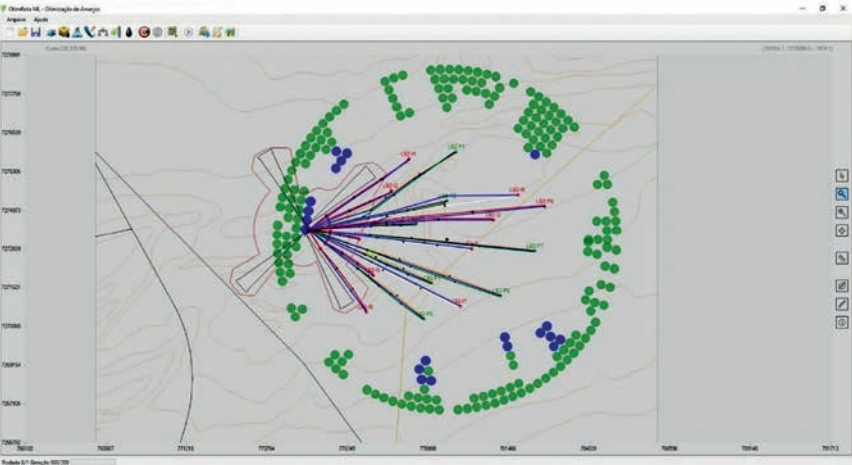
Диссертация G.R. Johansen [6] отличается от других работ тем, что при решении задачи оптимизации разработки и обустройства морского газового месторождения методом смешанно-целочисленного программирования в качестве одной из переменных задается точка сдачи продукции: таким образом моделируется вариативность выбора потребителя продукции по договорной цене или реализация газа на спотовом рынке Европы, при этом делается допущение об отсутствии влияния дополнительного предложения объемов газа на его спотовую цену. Более того, одной из переменных является и транспортная инфраструктура: трубопроводный транспорт или завод СПГ. В Приложении Б диссертации [6] представлен код программы в среде «FICO Xpress Optimization Suite».

В работе V. Gupta [12] предложена методика решения задачи распределения месторождений между технологическими платформами для подготовки продукции, выбора оптимальной мощности технологических комплексов (по нефти, газу и воде), их загрузки во времени и графика бурения скважин с целью оптимизации NPV с помощью многопериодного смешанно-целочисленного нелинейного программирования. В качестве примера в работе рассматривается кейс с подключением 10-ти месторождений к 3-м FPSO.

Работа Thiago Duarte Fonseca dos Santos [11] – одно из первых исследований, где для решения задачи автоматизированного концептуального проектирования, помимо разработанного алгоритма предлагается готовое ПО, включающее визуализацию рассматриваемых технических решений. Решение модели в ПО «OTIMROTA-Multiline» построено на основе эволюционного алгоритма. Сама постановка задачи достаточно узкоспецифична и актуальна только для глубоководных месторождений шельфа Бразилии и западной Африки – оптимальное расположение FPSO и якорной системы удержания относительно известных координат устьев подводных скважин при сателлитной схеме устоявания. В настоящее время неизвестно, нашло ли это ПО применение за пределами компании Petrobras, т.к. в открытых источниках, за исключением работы [11], информация о нем отсутствует.

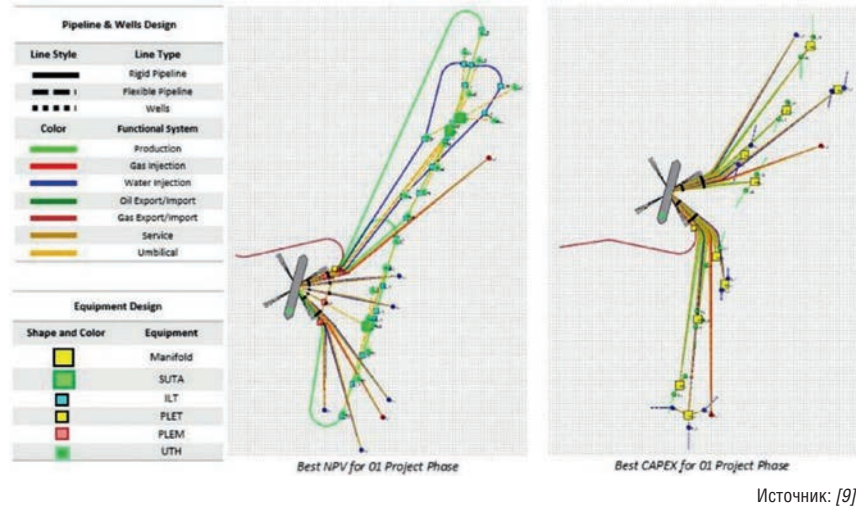
Ряд других работ решает отдельные элементы общей задачи по оптимизации разработки и обустройства месторождений. Так, в работе H. Liu [15] предложено решение задачи трассировки пространственно-искривленной (3D) скважины с помощью кривых Дубинса, в большинстве других работ траектории скважин либо упрощаются до двух прямых участков, либо генерируются в специализированном ПО, либо игнорируется азимутальное направление горизонтального ствола в точке входа в пласт (T1). В работе Almedallah [7] предложено

РИСУНОК 1. Оценка возможных и целесообразных точек расположения FPSO относительно сателлитных скважин с подводным заканчиванием в ПО OTIMROTA-Multiline



Источник: [11]

РИСУНОК 2. Примеры автоматически сгенерированных и оптимизированных схем обустройства с точки зрения оптимизации NPV (слева) и капитальных затрат (справа)



Источник: [9]

решение задачи оптимизации графика морских операций с учетом погодных условий в море и простоев по погоде методами смешанно-целочисленного линейного программирования и генетического алгоритма.

Наиболее полная и учитывающая практически все дисциплины (за исключением подводного процессинга) работа за авторством L. Basilio [9] предполагает решение задачи автоматической генерации и оптимизации схемы ПДК с использованием специализированного ПО компании Deep Seed Solutions – FLOCO.

Математическая модель FLOCO сочетает в себе возможности не только интегрированного расчета системы «пласт – скважина – система сбора – УКПГ», но и автоматизированную генерацию сценариев обустройства с поиском оптимального по различным критериям (определяются пользователем) с помощью мета-эвристического алгоритма. Преимущества и недостатки этого ПО (применительно к условиям

шельфа РФ) описаны в следующем разделе.

В России проблематика автоматизации и оптимизации концептуального проектирования обустройства морских месторождений находится в зачаточной стадии, существует всего несколько работ, посвященных этому вопросу.

Работа О.А. Корниенко [5] посвящена выбору оптимального количества, местоположения и конструкции подводных добычных комплексов для заданного проекта разработки месторождения на примере Штокмановского ГКМ. С помощью линейного программирования решается задача оптимального размещения подводных устьев скважин и манифольдов с целью оптимизации капитальных затрат. Сам факт постановки подобной задачи в отрасли является значимым, однако качество предложенного алгоритма с учетом оптимизируемой функции (капитальные затраты), отсутствия учета гидравлической составляющей (влияния на

профиль добычи) и принятых упрощений и допущений не позволяет использовать его на реальных проектах для обоснования выбора оптимальных вариантов обустройства.

Более того, задача минимизации капитальных затрат на обустройство сама по себе не имеет смысла, т.к. инвестиционные решения принимаются на основании критерия максимального IRR и/или NPV при заданной ставке дисконтирования, рассмотрение же суммарной величины капитальных затрат в отрыве от графика реализации проекта не учитывает:

- влияния коэффициента дисконтирования на график капитальных затрат во времени – с точки зрения дисконтированных затрат и NPV проекта затраты на проектирование и закупку МТР оказывают гораздо большее влияние на финансовый результат, чем затраты на бурение и монтаж в море оборудования ПДК/труб/шлангокабелей, т.к. разнесены между собой на несколько лет;
- влияние длины скважин на темпы ввода скважин (т.к. технически невозможно привлечь сколько угодно большое количество ПБУ для разбуривания фонда в один сезон) и профиль добычи соответственно, что оказывает наиболее существенное влияние на NPV.

В диссертации О.А. Корниенко [5] рассматривается также задача выбора оптимальной полки добычи и производительности платформы по газу, однако решается она отдельно и независимо от задачи оптимизации схемы ПДК.

В диссертации В.С. Дряхлова [3] выполнен поиск локального оптимума схемы ПДК с точки зрения NPV и IRR для конкретного

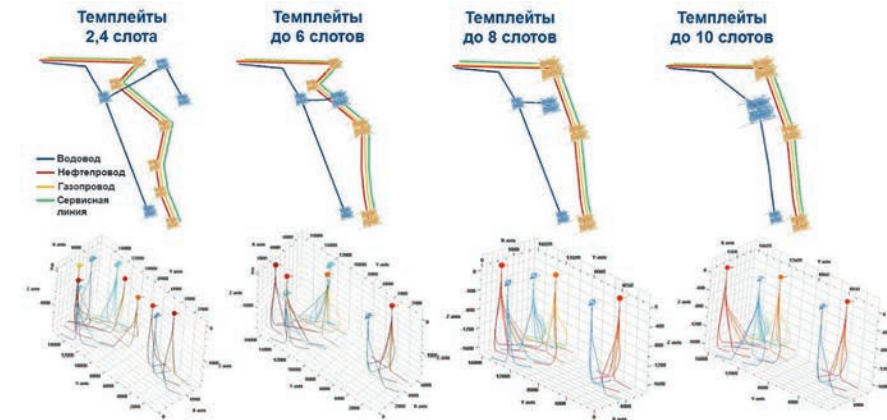
морского нефтяного месторождения с помощью эвристического алгоритма, предусматривающего последовательное рассмотрение и сравнение между собой по критерию NPV:

- схем сбора продукции и обеспечения потока (два коллектора, один коллектор с прямым электрообогревом, сборный + сервисный коллектор, гибридная кольцевая система из сборного коллектора и водовода);
- схем кустования скважин – в темплейтах до 4-х / 6-ти / 8-ми и 10-ти слотов;
- схем организации бурения – с предварительным бурением скважин (pre-drill) и без (базовый график бурения и ввода), с использованием НИС для бурения верхних интервалов скважин и без;
- вариантов заканчивания скважин – одноствольные ГС и одно- и двуствольные МЗГС;
- применения опций оптимизации графика производства работ – например, использование термопластиковых гибких трубных вставок вместо стандартных жестких стальных вставок;
- применения опций частичного подводного процессинга – многофазных насосов для транспорта газожидкостной смеси, однофазных насосов для закачки морской воды в нагнетательные скважины.

Алгоритм и рассматриваемые сценарии из работы [3] могут быть использованы для других проектов, однако не гарантируют нахождение глобального оптимума по NPV. Недостатком работы является то, что изменения в профиле добычи для разных схем кустования скважин и сбора продукции не учитывались, вариация в профилях добычи в модели обусловлена только различиями в графиках бурения и последовательности ввода скважин.

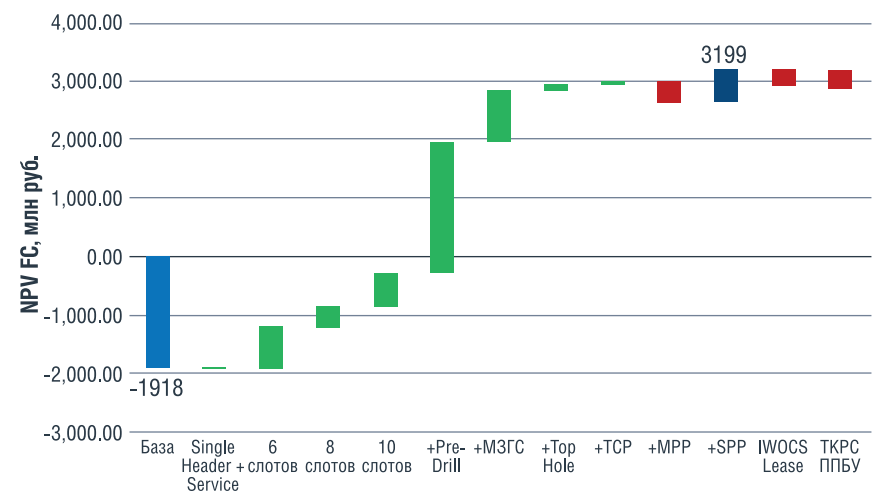
Последняя из работ российских исследователей в области оптимизации проектирования разработки и обустройства морских месторождений – диссертация Захарова А.И. [4]. В рамках работы не представлен какой-либо формализованный алгоритм поиска оптимального варианта разработки и обустройства морского газового месторождения, однако рассмотрено несколько вариантов

РИСУНОК 4. Варианты кустования скважин для определенной системы сбора и обеспечения потока (коллектор с сервисной линией)



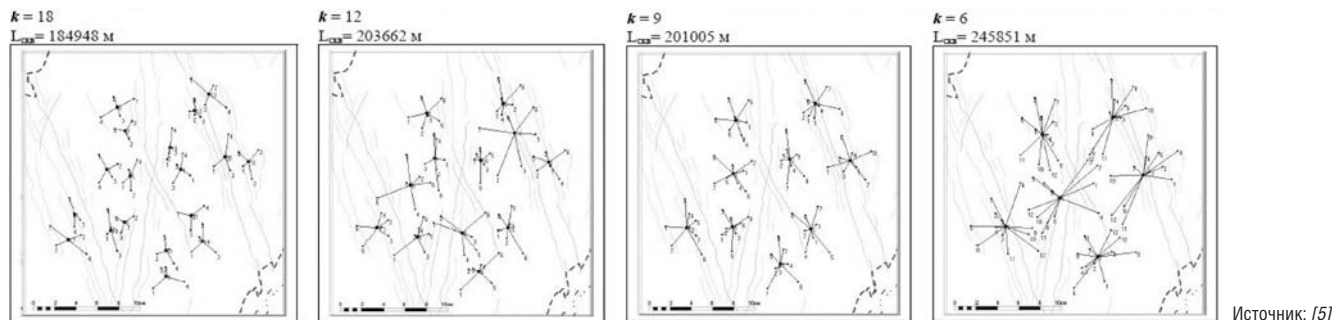
Источник: [3]

РИСУНОК 5. Эволюция NPV проекта (с учетом исторических затрат) в процессе последовательной оптимизации схемы ПДК



Источник: [3]

РИСУНОК 3. Примеры вариантов кустования скважин с подводными устьями в темплейты с различным количеством слотов



Источник: [5]

разработки в их взаимосвязи с мощностями ДКС на платформе и рассчитаны IRR проекта по вариантам.

В диссертации [4] сформулировано несколько важных положений: «При проектировании систем элементов обустройства, технологические показатели разработки залежи месторождения являются исходными данными. Процесс расчета технологических показателей, обоснование состава и количества технологического оборудования является последовательными, где результаты расчета предыдущего элемента являются исходными данными для следующего. При такой концепции проектирования качество проектирования в значительной мере зависит от того, насколько обоснованы варианты, из которых выбирается наиболее предпочтительный

вариант. Существует значительный риск выбора «лучшего варианта из худших» [4]. «Для условий освоения морского месторождения необходимость проектирования процессов добычи, подготовки и транспортировки как единого комплекса является ключевым вопросом. По всей видимости, несмотря на требования регламента (СТО Газпром 2-3.7-320-2009), при проектировании разработки морских месторождений это обстоятельство не учитывается в достаточной степени. Об этом свидетельствует отсутствие взаимосвязи технико-технологических решений в области разработки и обустройства, т.е. проектирование процессов извлечения и подготовки продукции осуществлялось не в едином информационном поле, а последовательно и совершенно отдельно» [4].

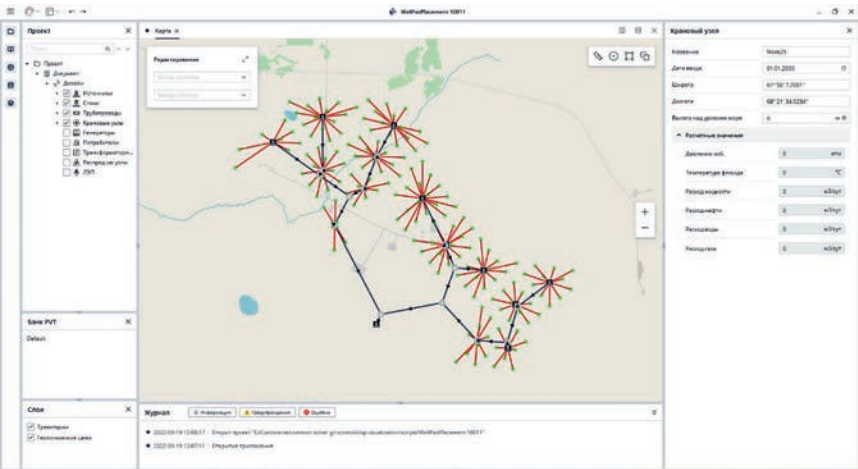
Существующие программные комплексы и их применимость к условиям месторождений шельфа РФ

Среди ПО отечественной разработки выделяется «ЭРА:Искра» компании ООО «Газпром нефть Цифровые решения», обладающая функционалом расчета траекторий скважин, сетей сбора (в т.ч. гидравлические и электротехнические расчеты), сухопутных площадных объектов (УПН, УКПГ, БКНС и т.д.), стоимостных параметров и экономики для сухопутных проектов. В текущей версии «ЭРА:Искра» не проводит интегрированный гидродинамический расчет «пласт – скважина – система сбора – УПН», а также не осуществляет автоматизированную генерацию вариантов и поиск оптимальных решений, эта задача по-прежнему возлагается на проектную команду и эвристические методы поиска, т.е. ручной перебор вариантов. В настоящее время адаптация этого ПО для шельфовых проектов

не ведется, также отсутствует информация о потенциальной возможности использования ПО за пределами группы компаний «Газпром нефть». В отечественной ИТ-индустрии для решения рассматриваемых в работе задач можно выделить еще один программный комплекс – «CLS Planner» от независимой компании «Strata Solutions». Эта программа применяется преимущественно в дочерних обществах ПАО «Лукойл». С точки зрения автоматизации процессов концептуального проектирования «CLS Planner» является наиболее продвинутым программным комплексом на отечественном рынке, т.к. выполняет автоматизированную генерацию и оптимизацию раскустовки скважин и трассировку сетей сбора по заданным геологическим целям ($T_1 – T_3$) с учетом топологии и гидравлических расчетов [20]. Как и в ПО «ЭРА:Искра», в ИТ-продукт «Strata Solutions» не интегрируется модель пласта для выполнения интегрированных расчетов показателей добычи, задаются только дебиты/производительности скважин. К недостаткам «CLS Planner» можно

отнести отсутствие на сегодняшний день площадных объектов и расчет экономических показателей только в части капитальных затрат. По информации от проектной команды «CLS Planner» эти вопросы планируется со временем включить в функционал ПО, а его адаптация для шельфовых месторождений возможна при наличии спроса со стороны компаний-недропользователей. Зарубежные ИТ-компании предлагают различное ПО, полезное на этапе концептуального проектирования обустройства как сухопутных, так и морских месторождений, однако лишь некоторые из них предлагают возможности автоматизированной генерации вариантов и поиска оптимального. В отечественных компаниях, занимающихся планированием освоения шельфовых месторождений РФ, до 2022 года широко использовались программные комплексы «QUESTOR» компании «IHS Markit» (ныне входящей в состав «S&P Global») и «ADEPT» компании «Genesis». Эти программные комплексы схожи по функционалу и позволяют на ранней стадии проектирования

РИСУНОК 6. Интерфейс «CLS Planner». Пример автоматической генерации оптимальной раскустовки скважин и системы сбора по критерию минимизации капитальных затрат



Источник: [20]

на основе ограниченного количества исходной информации сформировать варианты обустройства и оценить их ключевые технико-экономические параметры. Стоит отметить, что данные ПО не производят автоматическую генерацию и подбор оптимальных вариантов освоения, лишь предлагают наиболее распространенные решения на основе эвристического алгоритма. Ключевой недостаток их использования при оценке как технических, так и экономических параметров вариантов обустройства шельфовых месторождений РФ – отсутствие в этих программных комплексах баз данных по российскому арктическому шельфу (как технических, так и стоимостных), что приводит к тому, что:

- ряд объектов, таких как ЛСП стальная кессонного типа, попросту невозможно смоделировать в рамках этих программ;
- не учитываются особенности платформ, обусловленные тяжелыми природно-климатическими условиями Арктики – например, потребность в большей плотности армирования железобетонных ОГТ в зоне контакта со льдом;
- не учитывается сезонность различных строительно-монтажных и буровых работ, вызванная ледовыми условиями в акватории;
- отсутствуют данные о производительности и ставках отечественных верфей.

Наиболее продвинутым и отвечающим задачам автоматизации концептуального проектирования морских месторождений ПО является программный комплекс «FLOCO» бразильской компании «Deep Seed Solutions». По заявлениям разработчиков [19] «FLOCO» способен автоматически генерировать, рассчитывать и оптимизировать варианты обустройства, предлагая наиболее оптимальные с точки зрения экономических показателей, определяемых пользователем – капитальные и операционные затраты, NPV, IRR, цена безубыточности и период окупаемости. При этом в ПО реализуется концепция интегрированного проектирования, т.е. учитываются все дисциплины, включая разработку, скважинную

добычу, обеспечение потока. Для технико-стоимостных параметров вариантов обустройства используется облачная база данных «Deer4Share», регулярно обновляемая как разработчиками, так и сторонними компаниями-пользователями. Отдельным преимуществом FLOCO, в сравнении с аналогами, является возможность расчета вариантов обустройства с частичной подводной подготовкой углеводородов (рисунок 7).

Безусловно, для возможности применения «FLOCO» при концептуальном проектировании шельфовых месторождений РФ необходима его доработка в части учета ледовых условий арктических морей и накладываемых ими ограничений, возможности моделирования платформ в арктическом исполнении (железобетонные ОГТ, опорные основания кессонного типа), а также создание и интеграция в ПО технико-стоимостной базы данных по российским шельфовым проектам, выпускаемому в РФ оборудованию, верфям и судам.

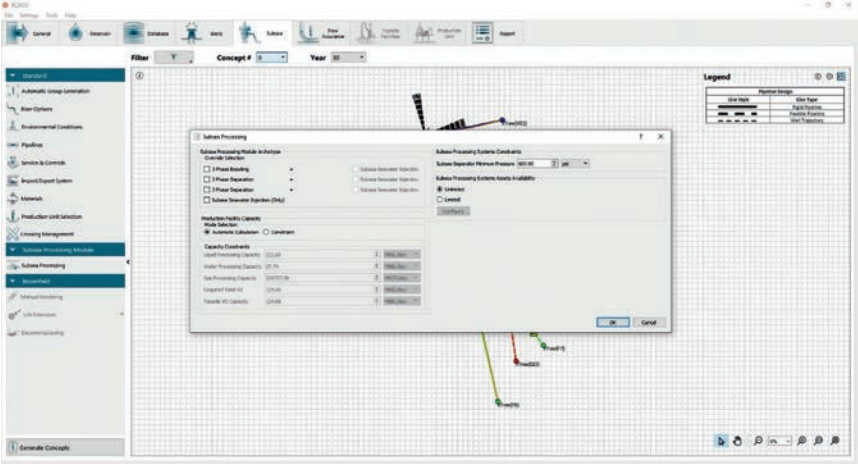
Заключение

Значительное внимание в мире уделяется разработке алгоритмов и программного обеспечения для автоматизированного концептуального проектирования освоения морских месторождений нефти и газа, включая автоматическую генерацию и оптимизацию вариантов обустройства (вместо ручного перебора нескольких вариантов и эвристических методов поиска)

ТАБЛИЦА 2. Ключевое ПО в области автоматизации концептуального проектирования разработки и обустройства месторождений нефти и газа, рассматриваемые дисциплины и параметры оптимизации

Название ПО	Метод поиска оптимума	Суша/шельф	Рассматриваемые дисциплины									Оптимизируемый параметр	Учет ледовых условий
			Разработка	Бурение скважин	Скважинная добыча	Система сбора (ПДК)	Обеспечение потока	Подготовка продукции (подводная)	Платформы / БТК	График реализации проекта	Экономика проекта		
Ingenix Cost Manager (ICM)	Ручной перебор	суша	–	+	–	+	+	–	–	+	+	CAPEX, NPV	–
ЭРА: Искра	Ручной перебор	суша	–	+	+	+	+	–	+	+	+	CAPEX, NPV, EMV	–
CLS Planner	Линейное программирование	суша	–	+	–	+	–	–	–	–	–	CAPEX	–
IHS QUESTOR	Ручной перебор	шельф	–	+	–	+	–	–	+	+	+	CAPEX, NPV	–
Genesis ADEPT	Ручной перебор	шельф	–	+	–	+	–	–	+	+	+	CAPEX, NPV	–
Deep Seed Solutions FLOCO	Мета-эвристическая модель	шельф	+	+	+	+	+	+	+	+	+	CAPEX, NPV	–

РИСУНОК 7. Интерфейс «FLOCO». Модуль «Subsea Processing»



Источник: [19]

и расчет интегрированной модели «пласт – скважина – система сбора – УПН». По мере развития инженерной мысли и совершенствования вычислительных мощностей появились возможности существенной автоматизации рутинных процессов генерации и расчета различных вариантов обустройства, использования больших баз данных, учета большого количества факторов в расчетах и в конечном счете – повышения качества принятия решений на основе многовариантных расчетов. За последние годы иностранными компаниями (в т.ч. находящимися в дружественной юрисдикции) создавалось и совершенствовалось ПО для автоматизации процессов интегрированного концептуального проектирования морских месторождений. Этот опыт необходимо перенимать отечественным проектировщикам и разработчикам ПО.

В отечественной науке существует ряд исследований, посвященных проблеме создания инструментов интегрированного концептуального проектирования для шельфовых месторождений РФ, однако в настоящее время состояние изученности проблемы в России таково, что эти исследования либо предлагают крайне упрощенные математические модели, не учитывающие многие существенные факторы и дисциплины, [4, 5] либо апеллируют к эвристическим методам поиска оптимального технического решения, позволяющим определить только локальный оптимум [3]. Большого развития это направление получило в области сухопутной нефтегазодобычи. Отечественной компанией «Strata Solutions», выпустившей ИТ-продукт «CLS Planner», положено начало автоматизированного концептуального проектирования освоения месторождений в России.

Необходимые дальнейшие шаги в области создания инструментов автоматизации концептуального проектирования для шельфовых месторождений РФ:

1. Создание единой актуализируемой и верифицируемой технико-стоимостной базы данных

по реализованным и реализуемым проектам на шельфе РФ, выпускаемым в РФ материалам и оборудованию, верфям и судовладельцам. Для практической реализации данного предложения необходима широкая кооперация между такими компаниями, как «Газпром», «Роснефть», «Лукойл» и «Новатэк», взаимный обмен опытом и информацией, что представляется достаточно проблематичным на практике, учитывая корпоративные процедуры и режимы коммерческой тайны.

2. Разработка математических моделей, алгоритмов и нормативов для расчета технических параметров объектов обустройства месторождений арктического шельфа РФ.
3. Разработка или определение наименее ресурсоемкого метода/алгоритма поиска, исключающего перебор каждой возможной комбинации технических решений при гарантированном достижении глобального оптимума. ●

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году». – Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Роснедра. – Москва, 2021. – 572 с.
2. СТО Газпром 2-3.7-320-2009. Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений. – Введ. 2009-12-14 – Москва: Газпром экспло, 2009. – 96 с.
3. Дряхлов, В.С. Технико-экономическое обоснование оптимальной схемы подводного добычного комплекса при добыче в замерзающей акватории: дис. маг.: 21.04.01 / В.С. Дряхлов; СПбГУ – Санкт-Петербург, 2021. – 163 с.
4. Захаров, А.И. Совершенствование научно-методических подходов к проектированию разработки месторождений природного газа в условиях арктического шельфа: дис. к.т.н.: 25.00.18 / А.И. Захаров; ВНИИГАЗ – Москва, 2022. – 134 с.
5. Корниенко, О.А. Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа РФ: дис. к.т.н.: 25.00.18 / О.А. Корниенко; ВНИИГАЗ – М.О., пос. Развилка, 2007. – 99 с.
6. Johansen G.R. Optimization of offshore natural gas field development: Master's Thesis / Gaute Rannem Johansen; Norwegian University of Science and Technology. – Trondheim, 2011. – 108 p.
7. Almedallah M.K. Schedule Optimization To Accelerate Offshore Oil Projects While Maximizing Net Present Value in the Presence of Simultaneous Operations, Weather Delays, and Resource

- Limitations / M. K. Almedallah, S. Clark, S. D. C. Walsh // SPE Production & Operations. – 2021. – SPE 205521. – 18 p.
8. Arias M.J.C.D. Evolutionary Algorithm to Support Field Architecture Scenario Screening Automation and Optimization Using Decentralized Subsea Processing Modules / Mariana J.C. D. az Arias, Allyne M. dos Santos, Edmary Altamiranda // MDPI, Processes. – 2021, № 9. – 51 p.
 9. Basilio L. Integrated design computational model applied to O&G offshore field development / Leandro Basilio, Celso Noronha, Matheus Passos, Debora Calaza, Anderson L. da Nova, Roland Daly // Offshore Technology Conference. – 2018, May. – OTC-28664-MS. – 16 p.
 10. Cullick A.S. Optimizing Field Development Concepts for Complex Offshore Production Systems / A.S. Cullick, R. Cude, M. Tarman // Offshore Europe. – 2007, September. – SPE 108562. – 10 p.
 11. dos Santos T.D.F. OTIMROTA-Multiline: Computational Tool for the Conceptual design of subsea production systems / Thiago Duarte Fonseca dos Santos, Djalene Maria Rocha, Ladislau Israel Pereira, Juliana Souza Baioco, Carl Horst Albrecht, Breno Pinheiro Jacob // Offshore Technology Conference Brasil. – 2017, October. – 13 p.
 12. Gupta V. An Efficient Multiperiod MINLP Model for Optimal Planning of Offshore Oil and Gas Field Infrastructure / Vijay Gupta, Ignacio E. Grossmann // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2012, № 51. – 6823–6840.
 13. Iyer R.R. Optimal Planning and Scheduling of Offshore Oil Field Infrastructure Investment and Operations / R. R. Iyer, I. E. Grossmann, S. Vasantharajan, A. S. Cullick // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 1998, vol. 37, № 4. – 1380–1396.
 14. Lei G. The Use of Mathematical Programming to Determine Optimal Production and Drilling Schedule in an Offshore Oil Field, a Case Study from the Barents Sea / Guowen Lei, Milan Stanko, Thiago Lima Silva, Tom Wider e, Arnjot Skogvang // 40th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. – 2021, June. – OMAE2021-62697. – 12 p.
 15. Liu H. Subsea field layout optimization (Part I) – directional well trajectory planning based on 3D Dubins Curve / Haoge Liu, Tor Berge Gjersvik, Audun Faanes // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022, № 208. – 11 p.
 16. Rodrigues H.W.L. Integrated optimization model for location and sizing of offshore platforms and location of oil wells / H.W.L. Rodrigues, B.A. Prata, T.O. Bonates // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016, № 145. – 735–741.
 17. Rosa V.R. Design Optimization of Oilfield Subsea Infrastructures with Manifold Placement and Pipeline Layout / Vinicius Ramos Rosa, Eduardo Camponogara, Virgilio Jose Martins Ferreira Filho // Computers & Chemical Engineering. – 2017. – 43 p.
 18. Sullivan J. A Computer Model for Planning the Development of an Offshore Gas Field / J. Sullivan // JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. – 1982, July. – SPE 10210. – 1555–1564.
- Электронные ресурсы
19. Deep Seed Solutions. FLOCO Software // Режим доступа – URL: <https://deepseedsolutions.com/floco/>
 20. Strata Solutions. CLS Planner // Режим доступа – URL: <https://www.stratasolutions.ru/cls-planner>.

KEYWORDS: Offshore oil and gas field development, feasibility study, integrated models, economic efficiency, optimization methods, search for the global optimum, conceptual engineering software.

31 ОКТЯБРЯ – 3 НОЯБРЯ 2023



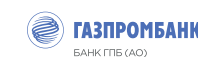
XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



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

18+



@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ
РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ИТ-ИНФРАСТРУКТУРЫ: «классика» или гиперконвергенция?

ГЛАВНЫМ ТРЕНДОМ ПРОШЛОГО ГОДА В РОССИЙСКОЙ ИТ-ИНДУСТРИИ СТАЛО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ. ВЕРОЯТНО ОН БУДЕТ ГОСПОДСТВОВАТЬ В НАШЕЙ ОТРАСЛИ ЕЩЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ: РОССИЙСКИМ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМ ПРЕДСТОИТ РАЗВИВАТЬ СВОИ ПОРТФЕЛИ РЕШЕНИЙ, А ЗАКАЗЧИКАМ – РЕШАТЬ СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ, СВЯЗАННЫЕ С ПЕРЕХОДОМ НА НИХ

IMPORT SUBSTITUTION WAS THE MAIN TREND IN THE RUSSIAN IT INDUSTRY OF LAST YEAR. FOR SURE, IT WILL DOMINATE OUR INDUSTRY FOR SEVERAL MORE YEARS: RUSSIAN MANUFACTURERS WILL HAVE TO DEVELOP THEIR PORTFOLIOS OF SOLUTIONS, AND CUSTOMERS WILL HAVE TO SOLVE COMPLEX PROBLEMS ASSOCIATED WITH THE TRANSITION TO THEM

Ключевые слова: импортозамещение, российское программное обеспечение, цифровые решения, инфраструктура информационных технологий, гиперконвергенция.



**Члек
Сергей Юрьевич**
управляющий директор
компании
«Росплатформа»

Процесс перехода на отечественные программные решения становится для множества предприятий весьма болезненным. Чем выше зависимость от иностранных решений, тем больше инвестиций потребует программа их замещения. Это – и прямые материальные затраты, и множество издержек, связанных с осуществлением проектов по импортозамещению.

В прошлом году мы столкнулись с явлением, которое можно назвать «стихийным» импортозамещением. Заказчики, столкнувшиеся с угрозой работоспособности своих инфраструктур, стали в массовом порядке обращаться к нам с запросами о немедленной

поставке наших решений. Их количество по сравнению с 2021 годом выросло в 10 раз!

С одной стороны, такой интерес может представлять для нас позитивным: появляется возможность в короткие сроки принципиально расширить клиентскую базу, увеличить выручку. Но, с другой стороны, такая ситуация не может не беспокоить. Очевидно, что заказчики стремятся просто заменить старую систему на аналог. И нам менее всего хотелось бы стать активным участником такого импортозамещения. Поиск и внедрение аналогов приведет к созданию новых инфраструктур по «лоскутному» принципу, трудно масштабируемых, плохо совместимых и недостаточно производительных.

Новая роль гиперконвергенции в российских ИТ

Долгое время заказчики развивали классическую инфраструктуру, центром которой были системы хранения данных. Этот элемент отвечает за хранение и использование важнейшего актива современного предприятия, и производительность этих систем во многом определяла и возможности всей инфраструктуры в целом. В результате СХД стали фактором, который ограничивает возможности развития, – их возможности масштабирования постоянно отставали от текущих потребностей.

Преодолеть эту зависимость помогло появление программно-определяемых СХД, систем хранения данных, которые не «привязаны» к специальному оборудованию и управляются на уровне ПО. Системы виртуализации, построенные на базе таких СХД, называются гиперконвергентными.

Технологии гиперконвергенции оказались востребованы заказчиками. В 2020 году агентство «Markets and Markets» предсказало, что в ближайшие годы мировой рынок гиперконвергентных решений будет расти в среднем на 28,1 % в год и достигнет к 2025 году \$27,1 млрд. Тенденции российского рынка еще и в прежние годы соответствовали мировым. Так, в IDC посчитали, что его среднегодовой темп роста в период 2019–2023 гг. составит 10,2 %. Свой прогноз аналитики

систем делает для заказчиков наиболее актуальными задачами обеспечение работоспособности своих инфраструктур и создание новых архитектур, которые не будут зависеть от политических факторов. При этом важным фактором становится и скорость внедрения. И все это еще больше повышает привлекательность гиперконвергентных решений, которые позволяют быстро выстраивать программно-определяемые инфраструктуры, прежде всего в области систем хранения данных.

Иными словами, переход на гиперконвергенцию позволит российским предприятиям одновременно с импортозамещением старых систем решить три ключевых задачи: модернизировать свою ИТ-инфраструктуру, создать платформу для запуска новых цифровых сервисов и одновременно сократить зависимость от «черных ящиков» – аппаратных комплексов, требующих постоянной вендорской поддержки. Таким образом, заказчики смогут заместить не один «закрытый» комплекс на другой, а создать новую, современную ИТ-архитектуру.

Сегодня российские производители предлагают достаточно широкий выбор аппаратных решений. Имеются и импортонезависимые программные средства, которые позволяют отказаться от продуктов вендоров-«беженцев», VMware или Microsoft. Это позволяет провести комплексное импортозамещение с одновременным переходом на новую архитектуру, разместив

и дорогостоящим системам, опирающимся на традиционные «закрытые» СХД.

Чем удобен переход на гиперконвергенцию

Переход на гиперконвергентную отечественную инфраструктуру в ходе импортозамещения позволяет соблюсти принцип, который хорошо знаком не только ИТ-профессионалам: «не ломай то, что работает». Нет никакого смысла «натягивать» российский софт на иностранное железо. Это только нарушит складывавшиеся годами практики использования инфраструктуры. Наоборот: мы предлагаем использовать наш софт на российском оборудовании, которое должно прийти на смену иностранному.

Такой подход представляется наиболее правильным потому, что заказчики предпочитают проводить параллельные апгрейды систем – создавать «песочницу», тестовый стенд, на котором знакомятся с новой архитектурой, переносят на нее отдельные функции, а затем – все свои сервисы и приложения. При этом одновременно решается задача замещения как оборудования, так и софта.

Мы при создании кластера формируем то, что принято называть SDS (Software-Defined Storage), программно-определяемые хранилища. Для такого хранилища необходимо три сервера, при этом можно не использовать отдельную СХД, применяя для хранения данных диски самих серверов. Конечно же, такую систему в дальнейшем можно масштабировать в соответствии с потребностями бизнеса. Таким образом, начав с развертывания кластера на трех серверах, в него можно постепенно переносить виртуальные машины из продуктивной инфраструктуры, одновременно выводя ее из эксплуатации.

Использование в кластере трех серверов к тому же обеспечивает и высокую надежность благодаря алгоритму Paxos. В нем доступность системы регулируется согласованием участников кластера, узлов и мета-служб. В двухузловых кластерах, к слову, затруднения возникают из-за отключения сети между узлами, – оба сервера в этот

Переход на гиперконвергентную отечественную инфраструктуру в ходе импортозамещения позволяет соблюсти принцип: «не ломай то, что работает»

обосновывали такими факторами, как углубление процессов цифровой трансформации, рост объемов использования облачных приложений и возможности инвестиций в гиперконвергенцию, которые дает российским заказчикам программа «Цифровая экономика Российской Федерации», рассчитанная на 2018–2024 гг.

Уход большинства вендоров с российского рынка и прекращение поддержки их

российский софт на российских же серверах. В результате предприятие получит высокопроизводительный кластер с масштабируемой системой хранения данных, основанной на мощностях отказоустойчивой группы из массово доступных серверов.

В этом и есть смысл перехода на гиперконвергентную платформу – создание понятного, управляемого и недорогого комплекса, который ничем не уступает большим

момент становятся главными и это нарушает целостность данных.

Осуществляется такая миграция быстро и безболезненно для конечных пользователей, которым очень часто трудно переходить с одних приложений на другие. Системные администраторы могут буквально за одну ночь развернуть кластер и перенести на него «старые» виртуальные машины, не занимаясь переустановкой в них операционных систем и прикладных программ. Пользователи же просто продолжают работать в той же среде, из которой вышли накануне вечером, и с теми же самыми, привычными настройками прикладных систем.

Гиперконвергентная инфраструктура дает возможность сократить расходы на корпоративную программу импортозамещения в полтора–два раза

Таким образом значительно облегчается первый этап импортозамещения: организация быстро переходит на новые инфраструктурные решения, получает возможность разворачивать на их базе новые виртуальные машины на отечественных платформах и постепенно переводить на них пользователей. К слову, «Росплатформа» поддерживает весь стек российских решений, и программных, и аппаратных.

А как же СХД?

У перехода с классической на гиперконвергентную инфраструктуру есть и другие преимущества. При реализации традиционного кластера виртуализации на базе разделяемых томов монолитных СХД для предотвращения повреждения блоков данных при одновременном доступе к ним с нескольких серверов используются кластерные файловые системы, например VMFS или NTFS, разработанные компаниями VMware и Microsoft соответственно. Обе эти кластерные файловые системы являются закрытыми и аналогов таких файловых систем у российских разработчиков не существует. Поэтому для «повторения» классической инфраструктуры виртуализации на базе отечественных решений

используют либо менеджеры логических томов (LVM), в которых операции клонирования, создания снимков системы (снапшотов), резервирование данных и другие операции выполняются вручную командами или специальным менеджером, либо физические тома (LUN), в которых и вовсе отсутствуют такие возможности.

Архитектура программно-определяемого хранилища Росплатформы изначально не подразумевает конкурентного доступа к одним и тем же блокам данных с разных серверов, а работает по принципу создания копий данных, и таким образом не опирается на кластерную файловую

систему, позволяя построить надежную и производительную СХД для размещения файлов виртуальных машин без единых точек отказа.

При переходе на гиперконвергентную архитектуру с программно-определяемой СХД не потребуется выбрасывать старые системы хранения данных. ПО Росплатформы позволяет предприятиям использовать их для хранения резервных копий виртуальных сред или в связке с программно-определяемым

Сегодня заказчик может делать выбор между решением локальной задачи и созданием возможностей для роста

хранилищем — для этого имеются специальные рекомендации по настройкам конфигурации. Наконец, традиционные СХД могут применяться как «доноры» физических томов (LUN), используемых узлами кластеров, работающих на базе ПО Росплатформы.

Какую выгоду получают заказчики

Первое достоинство гиперконвергентной инфраструктуры — возможность

значительно, в полтора–два раза сократить расходы на корпоративную программу импортозамещения. При этом такая экономия достигается и как за счет сравнительно невысоких первоначальных затрат, так и за счет низкой, в сравнении с «классическими» архитектурами, совокупной стоимости владения.

Еще одно преимущество гиперконвергентного подхода — независимость от конкретных производителей оборудования. Для создания кластера могут быть использованы серверы разных вендоров, при этом не требуется приобретать отдельно ни СХД, ни специальное сетевое оборудование (SAN) для ее подключения.

Программная основа гиперконвергентных систем определяет и такие их преимущества перед «классикой», как масштабируемость, высокая доступность и удобство администрирования. Гиперконвергентные системы отличаются большей масштабируемостью, поскольку имеют возможность расти как «вертикально», добавлением оперативной памяти и дисков в серверы, так и «горизонтально», добавлением дополнительных серверов в кластер.

Заниматься импортозамещением придется любому российскому предприятию, инфраструктура которого использует иностранные компоненты, — и таких организаций в нашей стране большинство.

От того, какой подход к решению этой задачи будет выбран, зависит не только работоспособность бизнеса в обозримом времени, но и возможности его развития в будущем. И у любого заказчика сегодня есть выбор: между решением локальной задачи и созданием возможностей для роста. ●

KEYWORDS: *import substitution, Russian software, digital solutions, information technology infrastructure, hyperconvergence.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1 июля

Международная научная конференция
Современные тенденции низкоуглеродного развития: глобальные и региональные аспекты

г. Грозный

ИЮЛЬ

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

3–7 июля

Европейская конференция по неразрушающему контролю

ECNDT 2023

г. Лиссабон, Португалия

3–7 июля

XIV Плесская Международная научная конференция

Современные проблемы теоретической и прикладной электрохимии

Ивановская область, г. Плес

3–8 июля

XIX Международная научно-практическая конференция

Новые полимерные и композиционные материалы. Микитаевские чтения

г. Нальчик

5–6 июля

Восточный нефтегазовый форум 2023

г. Владивосток

20 июля

Национальный форум

Развитие и регулирование экосистем в России: на пути к цифровому равенству

г. Москва

СТРАТЕГИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ

газоконденсатных месторождений Узбекистана

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА КОНЦЕПЦИЯ И РЕАЛИЗУЕМЫЕ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ РЕШЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА СИСТЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЗБЕКИСТАНА. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ЦЕЛЕВЫЕ ЗАДАЧИ ЦИФРОВИЗАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ОПЕРАТИВНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ИЗУЧЕНЫ ЛОГИЧЕСКИЕ И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ АЛГОРИТМЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ПРИ СОЗДАНИИ МНОГОУРОВНЕВОГО ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

THE ARTICLE PRESENTS THE CONCEPT AND CURRENTLY IMPLEMENTED SOLUTIONS FOR THE CREATION OF A SOFTWARE AND HARDWARE COMPLEX FOR THE DIGITALIZATION SYSTEM OF GAS CONDENSATE FIELDS IN UZBEKISTAN. THE ARTICLE ALSO PRESENTS THE TARGET TASKS OF THE DIGITALIZATION OF DEPOSITS, AIMED AT THE OPERATIONAL ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS. THE ARTICLE STUDIES THE LOGICAL AND COMPUTATIONAL ALGORITHMS USED IN THE CREATION OF A MULTILEVEL SOFTWARE AND HARDWARE COMPLEX

Ключевые слова: система добычи газа, программно-технический комплекс, газоконденсатные месторождения, технология, алгоритмы, автоматизация.



**Назаров
Улугбек Султанович**
председатель правления
АО «O'ZLITINEFTGAZ»,
профессор, д.т.н.



**Назаров
Азизбек Улугбекович**
заместитель исполнительного директора
по разработке месторождений аппарата
Дивизиона «Добыча» ИП ООО «Sanoat
Energetika Guruh», генеральный директор
ООО «Geo Research And Development Company»,
д.т.н.



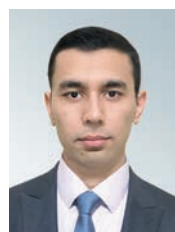
**Исмаилов
Лазиз Азизович**
первый заместитель
председателя правления
АО «O'ZLITINEFTGAZ»



**Абдурахимов
Мухаммад Анварович**
заведующий отделом сбора,
подготовки и транспорта газа,
АО «O'ZLITINEFTGAZ»,
к.т.н.



**Исмаили
Амонулло Хасанхонович**
начальник отдела автоматизации,
телемеханизации и связи,
АО «O'ZLITINEFTGAZ»



**Жамилов
Алибек Фозил угли**
заведующий группой отдела
проектирования и мониторинга
разработки месторождений
углеводородов,
АО «O'ZLITINEFTGAZ»

УДК 004

Развитие информационных технологий на современном этапе нефтегазовых операций способствует ускорению решения задач оперативного анализа геолого-технологических ситуаций при разработке месторождений, что направлено на ускоренное принятие решений по оптимизации добычи углеводородного сырья.

Появление компьютерных технологий с 80-х годов прошлого столетия и их внедрение в нефтегазовую промышленность позволило на поэтапной основе разрабатывать численные (имитационные) модели функционирования пластовых резервуаров, с применением математического аппарата многомерной нелинейной фильтрации трехфазных систем. Решаемые до настоящего времени задачи в этом направлении обеспечивают детальный анализ состояния разработки нефтегазовых месторождений и прогнозирование показателей эксплуатации объектов добычи на перспективу, с оценкой добычных возможностей систем «нефтегазосодержащий пласт – скважины».

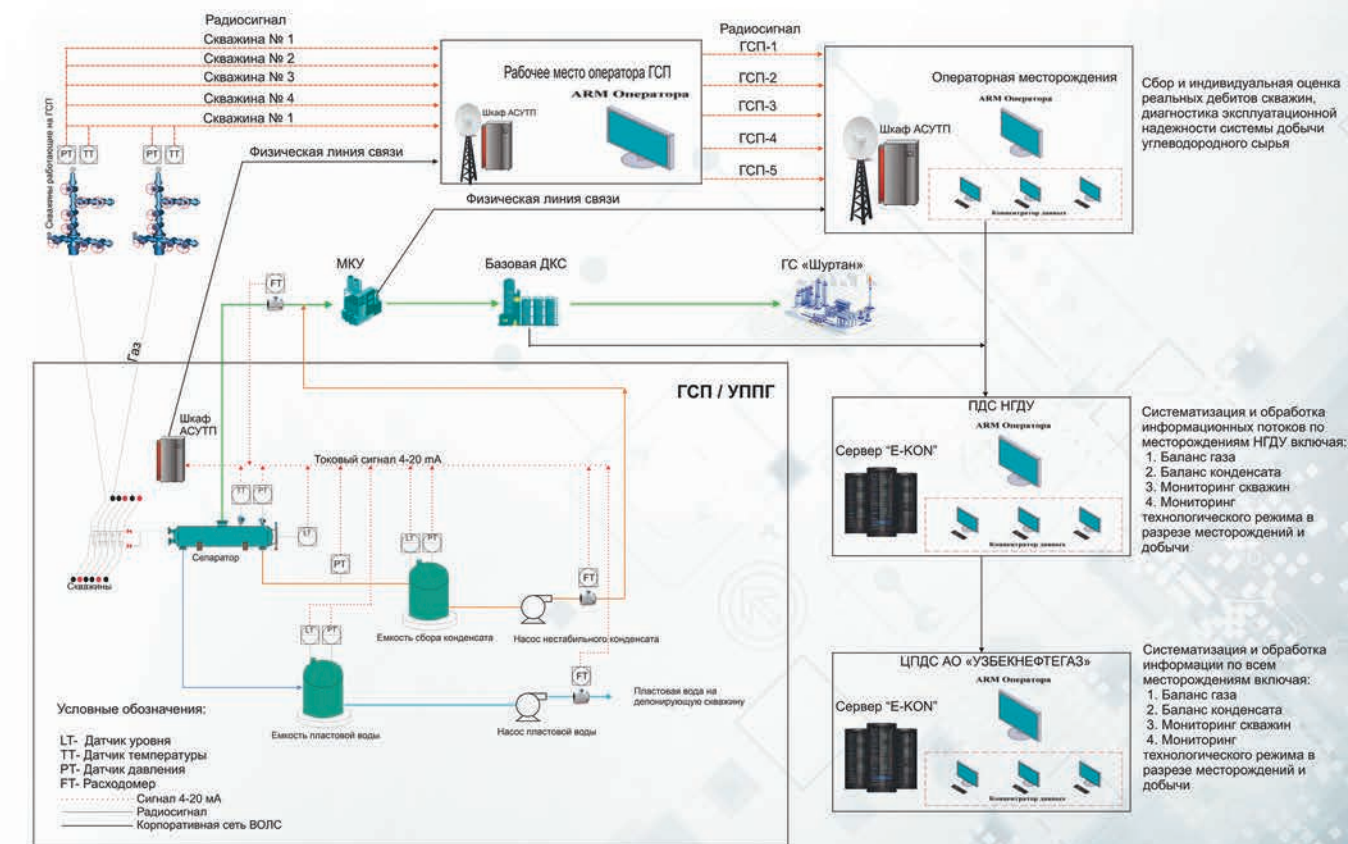
Также развитие технологий визуализации технологических процессов в комплексе с новыми техническими средствами измерения параметров начиная с нынешнего столетия позволило перевести аналоговые системы телемеханизации процессов добычи и транспортировки углеводородного сырья на цифровые системы, позволяющие создавать имитационные модели наземного обустройства месторождений. Это способствовало переводу на качественно новый уровень системы автоматизации технологических процессов, с существенным уменьшением негативного влияния «человеческого фактора» в управлении объектами добычи [1, 2].

В настоящее время широкое применение находят коммерческие программно-технические комплексы, позволяющие производить расчеты в динамическом режиме системы «нефтегазосодержащий пласт скважины – системы наземного обустройства месторождений». Эти комплексы позволяют решать отдельные задачи

по анализу эффективности работы систем наземного обустройства месторождений в увязке с системами скважин и используются преимущественно при системном анализе и прогнозировании добычных возможностей месторождений. Вместе с тем наличие вышеуказанных программно-технических комплексов в нефтегазовых операциях не до конца решает задачи оперативного анализа производственных ситуаций для существенного снижения потерь добычных возможностей месторождений [5].

В связи с этим дальнейшие работы в развитии систем цифровизации должны быть направлены на разработку инструментальных средств, предназначенных непосредственно для производственно-технологических служб месторождений. Эти инструментальные средства должны разрабатываться для решения задач по действенному мониторингу состояния эксплуатации технологических систем во временном периоде, с выявлением в многокритериальной области анализа, факторов,

РИСУНОК 1. Структурная схема сбора информационных потоков по месторождениям и ГСП АО «УЗБЕКНЕФТЕГАЗ»



обуславливающих снижение производительности скважин и наземных технологических систем в едином комплексе.

В нефтегазовой промышленности Узбекистана ведутся работы, направленные на разработку и внедрение систем цифровизации по каждому месторождению целевым назначением, для существенного повышения информатизации геолого-технологических параметров разработки месторождений и добычи углеводородного сырья.

Работы направлены на создание глобального программно-технического комплекса для оперативно-технологических служб месторождений, НГДУ и аппарата компании, включающего в себя измерительные системы в единой технологической цепочке сбора и подготовке газа «скважины – УППГ/УКПГ – ДКС – газопровод», системы передачи радио и проводных сигналов, создание взаимосвязанных пакетов прикладных программ, распределенных по рабочим местам геологических и технологических служб (рис. 1).

Основными задачами при разработке системы определены:

- информатизация процессов в системе «скважина – ГСП – УППГ/УКПГ – ДКС»;
- диагностика скважин, технологических систем информатизации;
- определение причин изменения технологических параметров и выхода из эксплуатации технологических систем;
- принятие решений по восстановлению производительности технологических систем по результатам оперативного анализа производственных ситуаций;
- оперативный прогноз добычных возможностей скважин и месторождений в целом, на период до одного года, с учетом оценки эксплуатационной надежности систем наземного обустройства.

При разработке программно-технического комплекса использованы логические основы производства скважинных операций со стороны персонала месторождений, геолого-технологических служб НГДУ

и аппарата компании. Произведена цифровизация действий персонала по оперативному анализу ситуаций и на этой основе разработана цифровая логика по диагностике состояния эксплуатации комплекса обустройства месторождений, создание локальных программных продуктов, основанных на численных, статистических и стохастических алгоритмах анализа ситуаций [3, 4].

В процессе разработки системы выявилась необходимость интеграции разрабатываемой системы цифровизации месторождений с АСУТП отдельных технологических установок.

В связи с этим в создаваемый программно-технический комплекс интегрирован аппарат «SCADA» технологических процессов в части передачи информационных потоков и визуализации информации, на различных уровнях анализа, диагностики и прогнозирования.

В целом созданная система является четырехуровневой системой, используемой как для оперативного, так и для системного анализа производственно-технологических ситуаций со стороны инженерного персонала служб, осуществляющих нефтегазовую деятельность на месторождениях, в аппаратах НГДУ и компании.

Уровень 1. Инженер-оператор, обслуживающий систему скважин, подключенных к одному газосборному пункту, системам сепарации и компримирования газа. Количество рабочих мест устанавливается в зависимости от количества газосборных пунктов, технологических систем сепарации и компримирования газа.

Уровень 2. Геолого-технологическая служба месторождения. Оборудована рабочими местами старшего геолога и старшего технолога месторождения.

Уровень 3. Геолого-технологическая служба НГДУ. Оборудована рабочими местами старшего инженера геологической службы, старшего инженера службы эксплуатации технологических систем, старшего инженера по ведению баланса добычи и поставки газа.

Уровень 4. Геолого-технологические отделы компании. Оборудованы рабочими

местами старшего инженера геологического отдела, старшего инженера отдела бурения и капитального ремонта скважин, старшего инженера отдела добычи углеводородного сырья, старшего инженера отдела ведения баланса газа.

Распределение многозадачной области нефтегазовых операций по четырем уровням информатизации, анализа ситуаций и прогнозирования при разработке программно-технического комплекса произведено в прямой зависимости от решаемых задач.

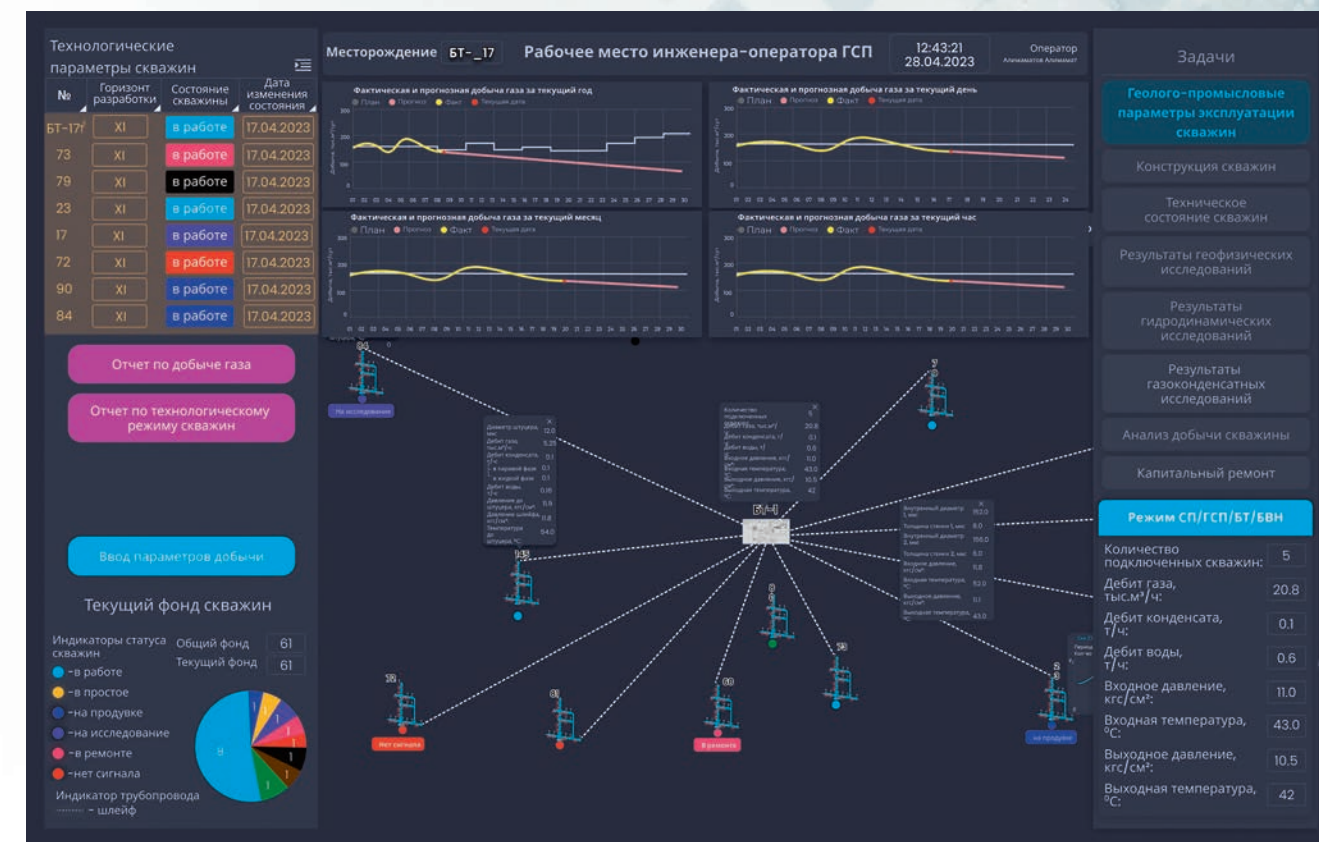
Уровень 1

Цифровая система анализа по рабочему месту инженера-оператора ГСП. В целях максимально возможного охвата текущих ситуаций в добыче разработана с применением web-технологий и системы визуализации информационных потоков в одном окне, на оперативном уровне (рис. 2).

Система визуализации интегрирована в SCADA технологического процесса сепарации и компримирования газа. Базовые алгоритмы системы разработаны с разработкой алгоритмов численной модели сбора газожидкостной смеси от системы скважин до газосборного пункта с установленными системами сепарации и компримирования газа. Учитывая, что получение информации по реальным дебитам скважин на их устьях при течении трехфазных смесей является высокотратным мероприятием, локальный программный продукт по этой задаче разработан исходя из регистрации отдельных дебитов по газу, газовому конденсату и воде утилизируемых в системе трехфазной сепарации по группе скважин, с расчетом дебитов каждой отдельной скважины исходя из разработанной численной модели.

Также, учитывая осуществляемые работы по продувке скважин, разработан алгоритм по оценке затрат газа связанный с выпуском газа в атмосферу. Исходя из условий оценки полных затрат газа на технологические нужды при дегазации конденсата и в компримировании, разработаны алгоритмы технологической

РИСУНОК 2. Интерфейс рабочего места инженера-оператора ГСП



оценки этих объемов в реальном режиме времени для организации полного учета газа на СНИП в системе сбора газа.

Решение этой задачи направлено на оптимизацию затрат на основе анализа информационных потоков по гидродинамическим характеристикам функционирования комплексной системы добычи газа.

В целях своевременной оценки изменения параметров технологического режима эксплуатации скважин для принятия оперативных решений по оптимизации добычи углеводородного сырья разработан интерфейс рабочего места инженера-оператора ГСП, позволяющий организовать визуальный цифровой анализ эффективности эксплуатации технологических систем в реальном масштабе времени.

В целом рабочее место инженера-оператора ГСП позволяет автоматизировать его должностные функции с решением нижеследующих задач:

- диагностика эффективности технологического режима работы

каждой отдельной скважины и в целом всех скважин, подключенных к ГСП;

- оценка соответствия установленных плановых показателей добычи газа реальным значениям продуктивности скважин;
- комплексная диагностика эффективности работы интегрированной системы «скважины – внутрипромысловые газопроводы – сепарация газа – ДКС»;
- ведение оперативного учета газа и технологических потерь в процессе операционной деятельности.

Уровень 2

Цифровая система по этому уровню направлена на решение оперативных задач по всему месторождению в целом, интеграцию потоков информации по всем ГСП, ведение оперативного учета газа в целом по объектам разработки и добычи газа (рис. 3).

На этом уровне задачи информатизации связаны с полным управлением информационными

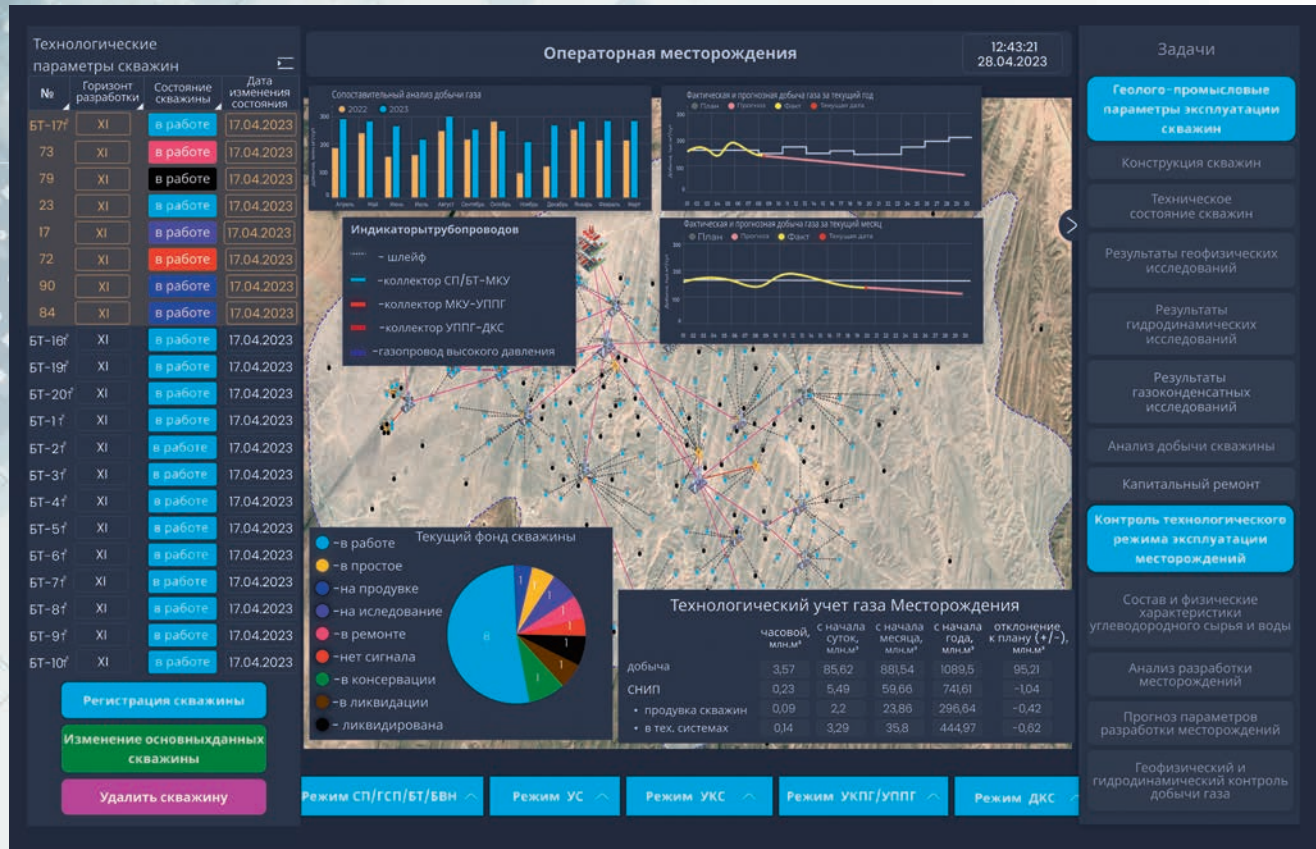
потоками по всем скважинам месторождения, визуализацией всех технических систем в едином технологическом цикле.

В основу этой системы заключена задача оценки технологического режима эксплуатации скважин и систем наземного обустройства месторождений в едином интегрированном поле эксплуатации месторождения.

В этой системе производятся расчеты, связанные с технологическим учетом газа в целом по месторождению, в комплексе с анализом соответствия фактических показателей добычи с установленными плановыми показателями.

Система этого уровня наделена алгоритмами анализа эффективности эксплуатации всего фонда скважин, в зависимости от их продуктивности по полному комплексу эксплуатации месторождения в разрезе газосборных пунктов. Цифровая система информатизации и анализа эксплуатации месторождения создана с оборудованием двух рабочих мест специалистов в операторной месторождения,

РИСУНОК 3. Интерфейс рабочих мест работников геолога и технолога месторождения



- отвечающих за эффективность разработки месторождения и эксплуатации наземных систем.
- Рабочее место инженера-геолога наделено нижеследующими автоматизированными функциями:
- анализ геофизических и гидродинамических исследований скважин;
 - оценка текущей продуктивности месторождения на основе сетевых расчетов текущих геологических запасов;
 - анализ эксплуатационных характеристик фонда скважин в изменяющихся параметрах технологического режима эксплуатации;
 - оперативный анализ эффективности разработки подземной части месторождения;
 - оперативный прогноз показателей эксплуатации скважин на последующие периоды работы.

Рабочее место инженера-технолога по эксплуатации наземных систем представлено визуализацией технологических процессов сбора, подготовки и транспортировки газа. Цифровые потоки информации по каждому

- ГСП интегрируются с цифровыми потоками технологического режима установок комплексной подготовки газа на выходе из месторождения, что позволяет отслеживать в реальном масштабе времени эксплуатационную надежность всей системы наземного обустройства месторождения, с анализом текущих технологических ситуаций. На основе интегрирования цифровых потоков, а также по комплексному алгоритму обработки информации производится полная оценка по технологическому балансу углеводородного сырья (подготовленный газ, газовый конденсат), от каждой отдельной скважины до выхода из месторождения.
- В целом задачами анализа ситуаций по рабочему месту инженера-технолога являются:
- оценка технологического режима эксплуатации интегрированной системы «ГСП – газотранспортные коммуникации – УКПГ – базовая ДКС – выход газа из месторождения»;
 - ведение технологического учета газа в системах добычи, с учетом всех затрат газа на СНИП;

- диагностика эксплуатационной надежности систем наземного обустройства месторождения;
- оперативное прогнозирование влияния изменения геолого-технологических факторов на эксплуатацию систем наземного обустройства месторождения.

Уровень 3

Цифровая система нефтегазодобывающего управления представлена с визуализацией информационных потоков по группе месторождений, входящих в систему управления предприятия. Этот уровень цифровизации направлен на организацию системного анализа геолого-технологических и технических ситуаций в добыче газа по всему комплексу месторождений. Система цифровизации устанавливается в производственно-диспетчерской службе НГДУ для работы персонала геологической службы, службы добычи углеводородного сырья и ведения баланса газа (рис. 4).

Рабочее место старшего инженера геологической службы создано целевым назначением для решения нижеследующих

- задач в информационном потоке, поступающем от всех месторождений, и включает решение нижеследующих задач:
- оперативная оценка эффективности эксплуатации фонда скважин по НГДУ с системным анализом соответствия фактических продуктивностей месторождений проектам разработки;
 - оперативная оценка запасов углеводородного сырья по месторождениям и соответствия текущих запасов утвержденным параметрам;
 - оценка эффективности производства ремонтных работ на скважинах;
 - ведение базы данных по производимым работам геофизических и гидродинамических исследований скважин.

Рабочее место старшего инженера службы добычи углеводородного сырья создано для ведения технологического учета добываемого и поставляемого на газоперерабатывающие заводы природного газа и стабильного газового конденсата на НПЗ и наделено нижеследующими функциями:

- оперативная оценка влияния изменения технологических режимов эксплуатации отдельных месторождений на общий баланс добычи и поставки природного газа;
- мониторинг эксплуатации газотранспортных систем по всем месторождениям до пунктов передачи природного газа смежным предприятиям;
- систематизация факторов, негативно отражающихся на объемах добычи газа по всей системе эксплуатации месторождений;
- прогнозирование интегрированных параметров добычи газа по всей выборке месторождений на ближайшую перспективу;
- ведение баланса добычи и поставки природного газа, газового конденсата на дальнейшую переработку.

Уровень 4

Цифровая система по комплексу добычи газа по всем месторождениям компании включает в себя информационные потоки, получаемые от всех НГДУ в реальном режиме времени, их интеграцию в единую технологию

анализа ситуаций в задачах оперативного анализа состояния добычи газа, в комплексе с ведением полного баланса газа (рис. 5).

Задачи, решаемые на этом уровне цифровизации в целом по аппарату компании, агрегированы по деятельности департаментов геологии и разработки месторождений, добыче углеводородного сырья.

Интерфейс системы цифровизации аппарата компании разработан в интегрированном поле деятельности специалистов, занимающихся разработкой месторождений, а также добычей углеводородного сырья в едином электронном поле визуализации.

Цифровая система устанавливается в центральной производственно-диспетчерской службе компании и обеспечивает решение нижеследующих задач:

- сопоставительный анализ соответствия фактической добычи углеводородного сырья с установленными плановыми показателями, оперативная оценка технологических и технических факторов, негативно отражающихся на уровнях добычи;

РИСУНОК 4. Интерфейс рабочих мест работников геологических и технологических служб месторождений

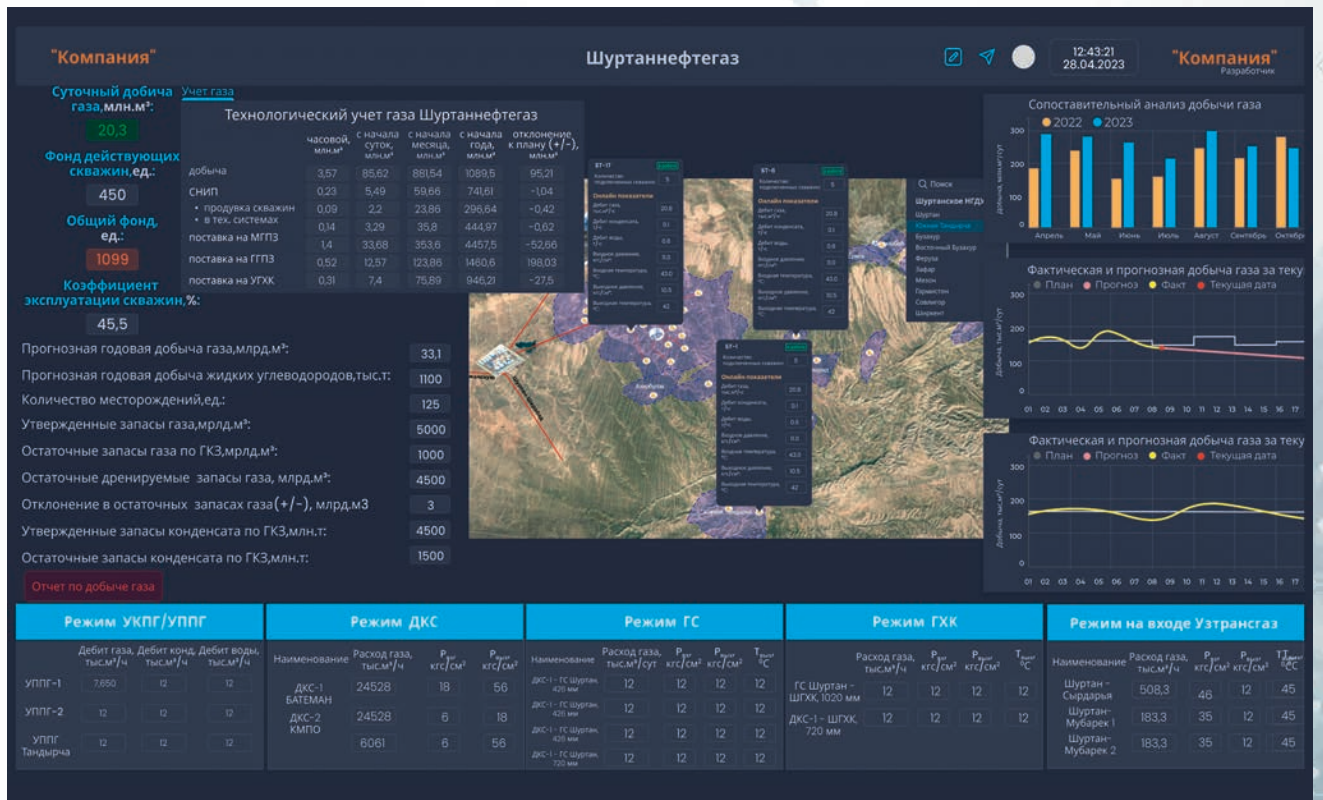
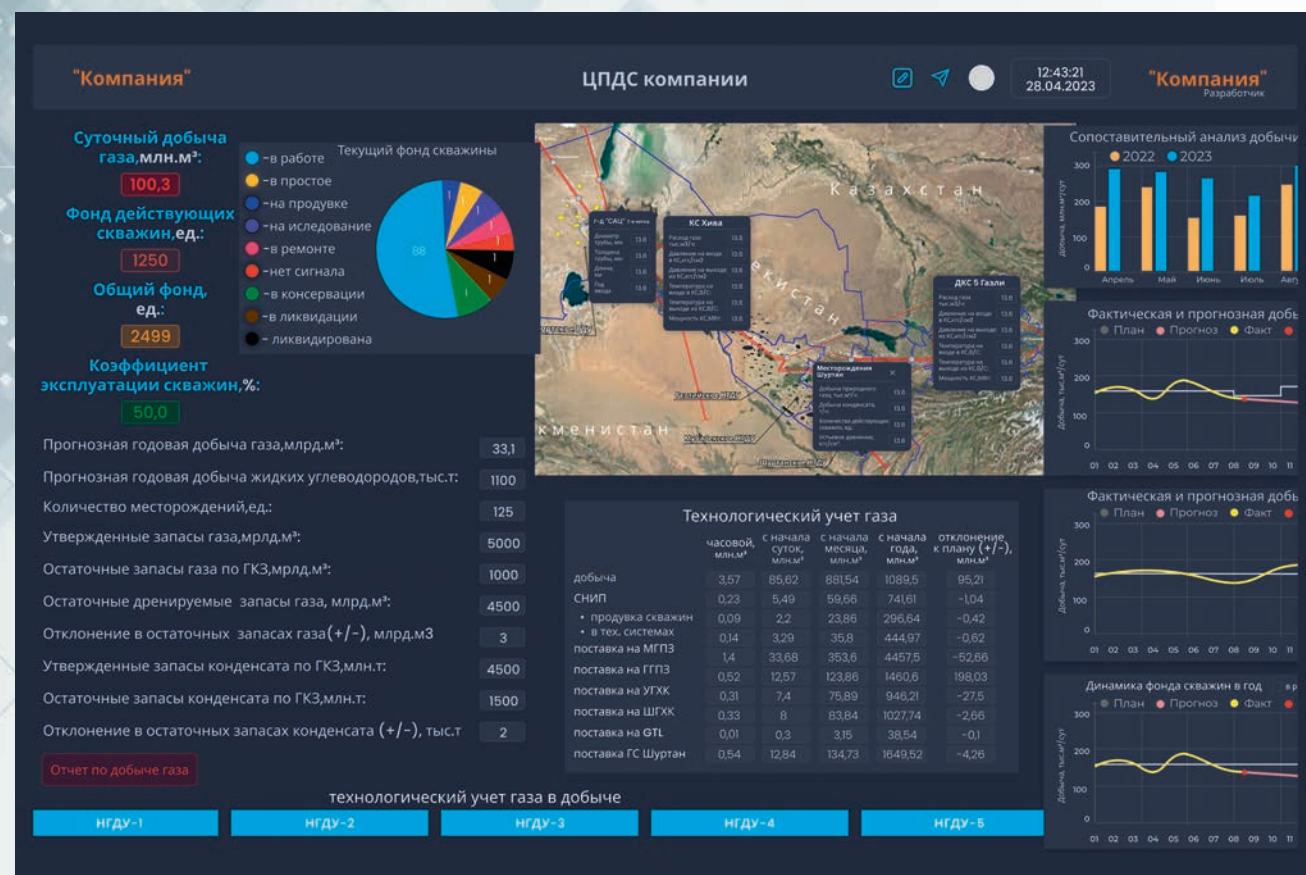


РИСУНОК 5. Интерфейс цифровизации по комплексу добычи газа по всем месторождениям компании



- результаты диагностики полной системы скважин по всем месторождениям компании на соответствие с проектными показателями разработки месторождений;
- эффективность капитального ремонта скважин с выявлением технологического эффекта от их производства;
- эффективность работы технологических систем добычи газа по всему комплексу месторождений;
- оперативная оценка баланса газа в системе добычи компании, с анализом его использования на технологические нужды.

Разработан комплексный интерфейс рабочих мест для работников геолого-технологических подразделений аппарата компании, позволяющий в едином технологическом поле отслеживать динамику параметров добычи углеводородного сырья и осуществлять построение трендов, определяющих изменения показателей, использованием всей ретроспективы

изменения параметров, а также прогнозировать показатели добычи на ближайшую перспективу.

Программно-технический комплекс разработан с использованием микросервисной архитектуры распределенных систем, устойчивой к ошибкам, масштабируемой в зависимости от увеличения объемов решаемых задач.

Создание базы данных осуществлено с применением технологии PostgreSQL на языках программирования Java и JavaScript.

Заключение

Внедряемая в настоящее время на объектах АО «Узбекнефтегаз» система цифровизации в перспективе должна обеспечить решение глобальной задачи по переводу геолого-технологических служб месторождений, НГДУ и аппарата компаний на качественно новый уровень деятельности, позволяющий существенно усилить работы, направленные на оптимизацию добычи углеводородного сырья,

с оперативным принятием решений по разработке и внедрению геолого-технологических мероприятий интенсификации добычи газа. ●

Литература

1. Еремин Н.А. Информационные технологии и автоматизация в нефтегазовой отрасли / Газовая промышленность. – 2012. – № 5/674. – С. 2–4.
2. Концепция обустройства месторождений, реализованных на принципах малолучных технологий (интеллектуальное месторождение): [сборник докладов] / Материалы V Международной конференции. Современные технические инновационные решения, направленные на повышение эффективности реконструкции и технического перевооружения объектов добычи углеводородного сырья / В.Е. Столяров. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 10–13 октября 2016. – С. 15–28.
3. Назаров У.С. Информационная система анализа разработки нефтегазовых месторождений / Известия АН РУз, серия: «Информатика». – 1993. № 6.
4. Назаров У.С., Садуллаев Р., Пягай Н.А. Алгоритмическая система оперативного анализа процессов разработки нефтегазовых месторождений / Фонд алгоритмов и программ УзНПО Кибернетика. – 1993. – № ГР 371.
5. Yang, X., Bello, O., Yang, L., Bale, D., & Failla, R. (2019, March 22). Intelligent Oilfield – Cloud Based Big Data Service in Upstream Oil and Gas. International Petroleum Technology Conference.

KEYWORDS: gas production system, software and hardware complex, gas condensate fields, technology, algorithms, automation.



Тендерный КОНСАЛТИНГ

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

Аккредитация
на торговых
площадках

Подбор
тендеров
по заданным
параметрам

Юридический
анализ
тендерной
документации

Подготовка
тендерной
заявки

Услуги
специализированной
организации

Оспаривание
решений ФАС
о внесении
в «черный список
поставщиков»

Юридическое
сопровождение
заключения
и исполнения
государственного
контракта

Оформление
банковских
гарантий

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

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

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

БПЛА: НОВАЯ УГРОЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ТЭК

Зарубежная практика и пути решения

ТЕМА ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ УГРОЗАМ СОВЕРШЕНИЯ АКТА НЕЗАКОННОГО ВМЕШАТЕЛЬСТВА, В ТОМ ЧИСЛЕ ТЕРРОРИСТИЧЕСКОГО АКТА, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ ИЛИ ВОДНЫХ АППАРАТОВ СЕЙЧАС ЯВЛЯЕТСЯ АРХИВАЖНОЙ В ПОВЕСТКЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ РОССИИ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ОПИСАТЕЛЬНО АНАЛИТИЧЕСКАЯ РАБОТА РУКОВОДИТЕЛЯ ОТДЕЛА ОБЕСПЕЧЕНИЕМ КАЧЕСТВА В РЕГИОНАЛЬНОМ ИНСТИТУТЕ МОРСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АРАБСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК ЕГИПТА – АХМЕДА МОХИ ИБРАГИМА. СТАТЬЯ ПРЕДЛАГАЕТ ПОСМОТРЕТЬ НА ТО, КАК ВИДЯТ ИНОСТРАННЫЕ КОЛЛЕГИ РЕШЕНИЕ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ. А ТАКЖЕ РАССМОТРЕТЬ РЕШЕНИЯ АВТОРА ПО СОЗДАНИЮ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ БПЛА НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОДНОМОДОВОЙ ЛАЗЕРНОЙ УСТАНОВКИ, ИНТЕГРИРОВАННОЙ В КОМПЛЕКС ОБНАРУЖЕНИЯ И ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ СЛЕЖЕНИЯ

THE TOPIC OF COUNTERING THE THREATS OF AN ACT OF UNLAWFUL INTERFERENCE, INCLUDING A TERRORIST ACT, USING UNMANNED AERIAL OR WATER VEHICLES IS NOW PARAMOUNT ON THE AGENDA OF ENSURING THE SECURITY OF RUSSIA'S CRITICAL INFRASTRUCTURE. THE ARTICLE DEALS WITH THE DESCRIPTIVE AND ANALYTICAL WORK OF THE HEAD OF THE QUALITY ASSURANCE DEPARTMENT AT THE REGIONAL INSTITUTE FOR MARITIME SECURITY OF THE ARAB ACADEMY OF SCIENCES OF EGYPT – AHMED MOHI IBRAHIM. THE ARTICLE SUGGESTS LOOKING AT HOW FOREIGN COLLEAGUES SEE THE SOLUTION TO THIS PROBLEM. AND ALSO CONSIDER THE AUTHOR'S DECISIONS ON THE CREATION OF A UAV COUNTERMEASURES COMPLEX BASED ON THE USE OF A SINGLE-MODE LASER INSTALLATION INTEGRATED INTO THE COMPLEX FOR DETECTING AND POSITIONING TRACKING OBJECTS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: национальная безопасность, ТЭК, БПЛА, транспортная безопасность, нейротехнологии.

**Лаврухин
Максим Витальевич**

эксперт
в области транспортной
безопасности,
ТГУ им Г.Р. Державина

Тема противодействия угрозам совершения акта незаконного вмешательства, в том числе террористического акта, с использованием беспилотных летательных или водных аппаратов сейчас является архиважной в повестке обеспечения безопасности критической инфраструктуры России.

В статье рассматривается описательно аналитическая работа руководителя отдела обеспечением

качества в Региональном институте морской безопасности Арабской академии наук Египта – Ахмеда Мохи Ибрагима. Статья показывает, как видят иностранные коллеги решение данной проблемы.

В своей работе Ахмед Мохи описывает подход, демонстрирующий преимущества, которые создают нейротехнологии для более глубокого распознавания действий нарушителей, угрожающих безопасности морских портов.

Кроме того, в ней рассмотрено использование передовых технологий для снижения нагрузки на человеческий фактор на месте происшествия.

Он считает, что разработка направлений взаимодействия между людьми и робототехническими средствами для обеспечения безопасности портов, судов, объектов, людей и грузов может повысить уровень достижений в когнитивной, аффективной, психомоторной и социальной сферах. Переход к гибкому роботизированному производству находится в центре внимания новой технологической революции, которая также охватывает большие данные, беспроводную связь, цифровизацию, нейротехнологии, искусственный интеллект, виртуальную реальность, дополненную реальность и другие области.

Цель его исследования – продемонстрировать потенциал нейротехнологий, стать одной из управляющих основ, обеспечивающих четкие команды для выполнения конкретных задач для систем и структур безопасности морского порта. Кроме того, продемонстрировать вытекающие из этого преимущества для разработки роботов, которые могли бы стать естественным продолжением человека. Роботы могли бы делать все, о чем думает человек, используя только свой мозг, чтобы смягчить угрозы, уязвимости и обеспечить безопасность жизни группы охраны во время патрулирования объектов транспортной инфраструктуры и объектов топливно-энергетического комплекса (далее – ОТИ и ТЭК) путем применения более высоких уровней безопасности в случае инцидента, связанного с безопасностью ОТИ и ТЭК.

Изучение функций нервной системы, включая функции головного и спинного мозга, а также периферической нервной системы, известно как «нейронаука». Любая техника или устройство, взаимодействующее с нервной системой для отслеживания или контроля активности мозга, называется «нейротехнологией». Нейротехнологии существуют уже около полувека, но только в последние два десятилетия достигли зрелости. Термин «нейротехнология» относится

к совокупности процедур и устройств, которые позволяют установить прямую связь между техническими компонентами и нервной системой.

Как уже многие знают, морские технологии интегрируются и развиваются через поэтапную стратегию развития, состоящую из трансформации в морские автономные суда и умные порты для достижения полной автономии без вмешательства человека.

Последние достижения в области нейронауки включают картирование нашего мозга, определение нейронной активности для сигналов принятия решений, сценарии на основе искусственного интеллекта, улучшение здоровья человека, безопасности людей, национальной и международной безопасности.

Инициативы в области нейронауки могут стать частью нескольких совместных мероприятий в ближайшем будущем для усиления стратегий безопасности в портах и портовых сооружениях. Нейротехнологии – это ключ, который все еще недостаточно используется в морской отрасли, но стал преобразующей технологией во многих других отраслях.

Нападение на порт или судно, намеревающееся войти в порт, представляет собой экспоненциальное увеличение риска жертв среди гражданского населения, что не соответствует принятым на сегодняшний день мерам по обеспечению безопасности морского порта. Эти угрозы и уязвимости предполагают ответные удары по судам во внутренних, территориальных и международных водах. В случае нарушения безопасности оперативная и физическая безопасность являются взаимоукрепляющими и взаимозависимыми, и если одна из них не справляется, другая должна дополнять ее, давая как можно более раннее предупреждение для принятия максимально быстрых ответных мер.

К примеру, Администрация транспортной безопасности США изучает возможность считывания злонамеренных намерений пассажиров при прохождении контроля безопасности без необходимости физического досмотра с использованием технических средств на основе нейротехнологий и нейросетей.

Ахмед Мохи в своей работе показывает, что нейротехнологии дают возможность снизить риск потери жизни группы охраны, их умственной нагрузки, стресса, тревоги, бдительности и эмоций во время взаимодействия с нарушением безопасности. Также Ахмед Мохи описывает возможности нейротехнологий при интеграции их в системы безопасности с использованием роботизированной техники, беспилотных летательных и водных аппаратов, которые, в свою очередь, осуществляют функции по обеспечению безопасности в автономном, систематичном и круглосуточном режимах, без трудозатрат человеческого ресурса на эти цели. Данные аппараты, как он описывает в своей работе, способны контролировать морское пространство припортовой зоны, воздушное пространство с целью идентификации водных объектов, приближающихся к морскому порту или морскому судну, сканирование их на предмет наличия опасных предметов (тех же самых взрывчатых веществ). В своей работе он упоминает строящееся военное патрульное судно Thunderchild BMC США, которое

РИСУНОК 1. Thunderchild BMC США



контролируется как опционально пилотируемое высокотехнологичное патрульное судно для оборонного рынка и впоследствии для гражданского использования. Патрульное судно будет оснащено автономными системами, зависящими от потребностей среды, в которой оно находится.

В патрульном судне с использованием нейросетей, оператор дистанционно манипулирует одной из роботизированных единиц, которая является автономным морским надводным судном. Патрульное судно оснащено нейро-сенсором связанным через нейронную сеть, который может предварительно сканировать контейнеры для обнаружения любого нарушения

РИСУНОК 2. 3D визуализация комплекса



безопасности, например, лиц, пытающихся незаконно мигрировать, и сообщать об этом для анализа с целью принятия правильного решения уже оператором.

Такие же системы Ахмед Мохи описывает с применением других видов беспилотных аппаратов.

Ценность нейротехнологий может создать фундаментальные изменения в способах управления безопасностью, чтобы облегчить физическую нагрузку на группы охраны в результате реализации планов безопасности морских портов и морских судов. Нейротехнологии могут обеспечить значительные мгновенные измерения мозга группы охраны путем измерения степени их сознания, их способности контролировать, минимизировать усталость, испытательное напряжение и страх, психическую неготовность, уменьшить ошибки человеческих элементов и могут исследовать перспективу злого умысла и наличия запрещенных предметов и веществ у лиц, следующих на территорию морского порта или морского судна.

В настоящее время депутатами Государственной думы Федерального собрания Российской Федерации ведется активная работа по урегулированию вопросов эксплуатации, а также борьбы с БПЛА в рамках законодательства.

В то же время научно-производственные предприятия Российской Федерации также ведут разработки новых технических средств по противодействию БПЛА – радиоэлектронные ружья, комплексы радиоподавления

РИСУНОК 3. 3D визуализация комплекса в действии при уничтожении БПЛА



и обнаружения. Но до сих пор существуют прецеденты, с которыми такие технические средства не справляются, вследствие чего критическая инфраструктура подвергается террористическим атакам со стороны диверсионных разведывательных групп. К таким относятся – нефтеперерабатывающие заводы, газовые трубопроводы, морские терминалы, теплоэнергетические станции и т.д.

По мнению автора, использование технических средств по противодействию БПЛА, основанных на подавлении сигнала управления, видео и навигации на сегодняшний день – недостаточно. Средства, используемые сегодня в гражданском обороте, недостаточно эффективны.

В статье предлагается рассмотреть возможность создания синергичного комплекса противодействия БПЛА на основе использования одномодовой лазерной установки, интегрированной в комплекс обнаружения и позиционирования объектов слежения.

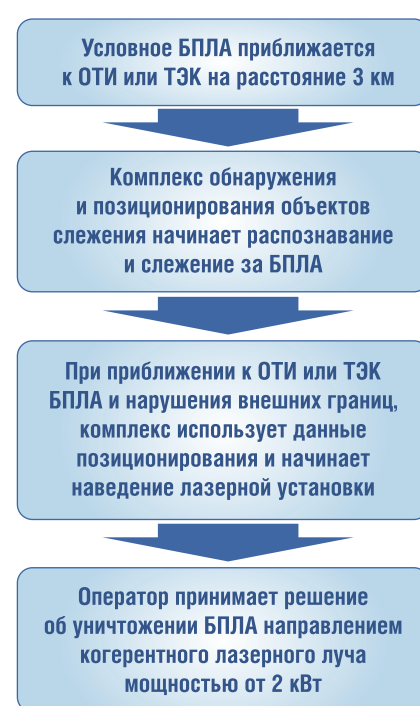
Использование одномодовых лазерных установок мощностью 5 кВт, но в оборонно-промышленных целях, уже применяется в Турции и странах Европы для борьбы с БПЛА, а поставщиком таких комплексов выступает Eon Photonics и Ermaksan.

Комплекс противодействия БПЛА на основе использования одномодовой лазерной установки, интегрированной в комплекс обнаружения и позиционирования объектов слежения, – это комплекс систем и технических средств, позволяющих

за максимально короткое время и на большом расстоянии обнаружить и идентифицировать приближающийся БПЛА, а после принять соответствующее решение оператором комплекса – нейтрализовать надвигающуюся угрозу.

Готовое решение состоит из двух систем и интеграции одной в другую – система «Radar-IQ» (АО «ТСНК»), либо аналоговой системы, и волоконный непрерывный одномодовый лазер высокой мощности 2кВт YRL-2000 (АО «ЛЛС»), либо аналог.

Предполагается, что работа комплекса будет выражена по следующему алгоритму:



Таким образом, использование подобного комплекса может оказать положительное влияние на безопасность критической инфраструктуры России ввиду эффективности в использовании, точности и мощности поражения БПЛА. Тема противодействия БПЛА в настоящее время является чрезвычайно важной в повестке обеспечения антитеррористической защищенности ОТИ или ТЭК. Необходимо практиковать любые возможности противодействию этой новой и малоизученной угрозе, а также следить за разработками других стран. ●

KEYWORDS: *national security, fuel and energy complex, UAVs, transport security, neurotechnologies.*

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»



Кафедра ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

готовит специалистов в области математического и компьютерного моделирования, анализа данных, искусственного интеллекта

Основанная в 1970 году, Кафедра бережно хранит высокие стандарты обучения, поэтому ее выпускники являются признанными профессионалами, работают в ведущих научных центрах России и мира, занимают лидирующие позиции в нефтегазовых и IT-компаниях

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В БАКАЛАВРИАТЕ по направлению «Прикладная математика»

Профиль Математическое моделирование в технике и экономике

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В МАГИСТРАТУРЕ по направлению «Прикладная математика»

Программа Анализ данных и компьютерное моделирование*

Программа Математическое моделирование в нефтегазовой отрасли*

Символом «*» отмечены программы, на которые нет набора в 2023/2024 учебном году

ОБУЧЕНИЕ ВЕДЕТСЯ В АСПИРАНТУРЕ по специальностям:

1.2.2. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ

2.3.5. Математическое и программное обеспечение вычислительных машин, комплексов и компьютерных сетей

БАЗОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ИЗУЧАЕМЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ

- фундаментальные и прикладные разделы современной математики и информатики
- современные методы математического и компьютерного моделирования сложных промышленных комплексов и систем
- анализ данных, машинное обучение и его приложения
- статистические методы обработки массивов данных
- технико-экономические подходы к эффективному управлению и обеспечению надежной работы сложных технических систем



КОНТАКТЫ

119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 2
+7 (499) 507-86-19
pmkm@gubkin.ru

РОССИЙСКИЕ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ: подведение итогов 2022

Симонов Сергей Владимирович
заместитель генерального директора
ФГУП «Росморпорт»

Босенко Павел Олегович
начальник Управления
информационных технологий,
ФГУП «Росморпорт»

ПРОШЕДШИЙ 2022 ГОД, НЕСМОТЯ НА ВСЕ ЕГО ВЫЗОВЫ И ПРОБЛЕМЫ, СТАЛ ГОДОМ ГЛОБАЛЬНОГО ПРОРЫВА НА ОТЕЧЕСТВЕННОМ РЫНКЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, УТВЕРЖДАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ. КАКУЮ ОЦЕНКУ ОНИ ДАЮТ СОВРЕМЕННОМУ СОСТОЯНИЮ ОТРАСЛИ И КАКИЕ ДЕЛАЮТ ПРОГНОЗЫ ОТНОСИТЕЛЬНО РАЗВИТИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РОССИИ В ОБОЗРИМОМ БУДУЩЕМ?

EXPERTS SAY THAT THE PAST YEAR 2022, DESPITE ALL ITS CHALLENGES AND PROBLEMS, HAS BECOME THE YEAR OF A GLOBAL BREAKTHROUGH IN THE DOMESTIC INFORMATION TECHNOLOGY MARKET. WHAT ASSESSMENT DO THEY GIVE TO THE CURRENT STATE OF THE INDUSTRY AND WHAT FORECASTS DO THEY MAKE REGARDING THE DEVELOPMENT OF INFORMATION TECHNOLOGIES IN RUSSIA FOR THE FORESEEABLE FUTURE?

Ключевые слова: российские разработки, информационные технологии, операционные системы, защита информации, управление базами данных.

В 2022 году ситуация на российском рынке ИТ изменилось, новые вызовы привели к тому, что заказчики всех уровней начали серьезно относиться к отечественному программному обеспечению.

В настоящее время отечественное программное обеспечение своей функциональностью охватывает все ключевые отрасли промышленности. Охват функциональных возможностей представленных на рынке программных продуктов и решений довольно широк, и это уже не игры в отечественную операционную систему и систему управления базами данных, это готовые и зрелые бизнес-решения.

Дополнительно к этому следует отметить проделанную Минцифры России, Минпромторгом России и регуляторами работу по «очистке» реестров отечественных программных продуктов и решений от различного рода самоделок на базе свободно распространяемого программного обеспечения.

Полностью отказаться от применения технологии создания программных продуктов и решений на базе свободно распространяемого программного обеспечения невозможно. Но одна ситуация, когда код или платформа берется за основу, а потом на этой базе делается программный продукт промышленного уровня, и совершенно другая ситуация, когда свободное программное обеспечение выдается за свою разработку и компания «без зазрения совести» выходит с ним на рынок.

В 2022 году ситуация на российском рынке ИТ изменилось, новые вызовы привели к тому, что заказчики всех уровней начали серьезно относиться к отечественному программному обеспечению

Обращаясь к актуальному состоянию рынка информационных технологий, можно выделить следующие его «сильные» стороны.

Операционные системы

В данном направлении присутствует три «крупных» игрока и около десятка игроков поменьше.

Основная доля рынка отечественных операционных систем занимается следующими продуктами:

ФАКТЫ

UNIX-

подобные

операционные системы занимают основную долю рынка отечественных ОС

- операционные системы семейства Astra Linux;
- операционная система для серверов и рабочих станций РЕД ОС;
- операционные системы семейства «Альт».

Все перечисленные системы относятся к UNIX-подобным операционным системам, обладают должным уровнем технической поддержки и довольно удобным пользовательским интерфейсом, хорошей функциональностью.

Вместе с тем эти системы унаследовали все «болезни» UNIX-подобных операционных систем:

- первоначально UNIX создавался и использовался как операционная система для администрирования и управления ИТ-инфраструктурой и сетевыми устройствами и не был рассчитан на пользовательский сегмент, отсюда возникает большая зависимость распространения релиза операционной системы от качества, удобства и понятности графического интерфейса пользователя (GUI);
- небольшое количество (по сравнению с Windows) пользовательских программ и приложений, включая корпоративный сегмент;
- психологический дискомфорт пользователей при миграции с Windows-систем, связанный с другими правилами формирования и работы с дисковым пространством, периферийными устройствами и приложениями.

Решение этих проблем видится в увеличении на пользовательском уровне масштабов потребления UNIX-подобных операционных

систем. Со школьной скамьи, на уроках информатики необходимо обучать детей работе на отечественных операционных системах. Необходимо создать ситуацию, чтобы при работе пользователя с Windows-системой, именно она являлась источником дискомфорта, а не того порядка работы на ПЭВМ, к которому он привык с детства.

Средства защиты информации

Так «исторически сложилось», что нашей стране постоянно приходится отражать разного рода попытки нападения и нанесения ущерба. Обладание отличной школой программирования и инженерной подготовки является хорошим заделом для создания качественных продуктов по линии информационной безопасности.

В настоящее время на рынке предоставлены решения и средства защиты информации для любого заказчика. Вместе с тем существует тенденция, когда производители замещают понятия «средства информационной безопасности» на «сервис информационной безопасности».

Для сервисных решений отсутствует негативное восприятие, более того, такие сервисы по линии информационной безопасности, как сбор и предиктивная аналитика событий, повышают уровень информационной безопасности сложной ИТ-инфраструктуры. Минусом такого решения является то, что производители в погоне за снижением себестоимости конечного продукта иногда используют базы знаний и программное обеспечение от неизвестных источников или свободно распространяемое программное обеспечение и базы уязвимостей.

Такого рода решения приносят просто колоссальный набор новых рисков и уязвимостей в ИТ-архитектуру.

Выходом из этой ситуации могут служить:

- продолжение развития отечественной инженерной школы и школы программирования;
- развитие национальных баз знаний (как государственных, так и корпоративных) и сервисов по вопросам информационной безопасности, включая базы данных уязвимостей;
- отказ от использования сервисов информационной безопасности, пользующихся источниками знаний, размещенными в юрисдикции недружественных государств.

Замена иностранного платформенного решения управления корпоративными ресурсами, финансового учета – это всегда перевнедрение, которое требует отвлечения большого количества ресурсов заказчика

Системы управления базами данных

В настоящее время произошел поистине взрывной рост количества отечественных СУБД. Нельзя сказать, что эти СУБД плохие или хорошие, обладают соответствующей или несоответствующей

ФАКТЫ СУБД

российского производства в настоящее время не обладают большим потенциалом тиражирования из-за того, что они малоизвестны большинству разработчиков программного обеспечения

функциональностью. Дело в том, что практически все они изначально разрабатывались под специфичные задачи или выделенные информационные системы.

Отечественные СУБД в настоящее время не обладают таким же потенциалом тиражирования, как всем известный MS SQL, только из-за того, что они остаются неизвестными для подавляющего числа разработчиков программного обеспечения.

Решив данную проблему, мы получим в свое распоряжение достаточное количество инструментов для организации хранения как структурированных, так и неструктурированных массивов данных любого объема.

Сегодня проявляется тенденция, когда производители заменяют «средства информационной безопасности» на «сервис информационной безопасности»

Платформы виртуализации

Анализ рынка показывает, что, несмотря на достаточный объем на рынке отечественных программных продуктов и решений данного класса, мы все еще находимся в стадии развития этого направления разработки подобного программного обеспечения. Достойные программные продукты уже существуют и успешно применяются при импортозамещении иностранных производителей.

Офисные программы и приложения, средства коммуникации и организации информационного взаимодействия

В настоящее время программные продукты этого направления находятся в ситуации аналогичной платформам виртуализации. Есть несколько «сильных» игроков,

которые предоставляют решения и программные продукты в довольно большом ассортименте, что позволяет построить сложные платформы информационного взаимодействия.

Платформенные решения управления корпоративными ресурсами, финансового учета и отчетности

Безусловно, на рынке Российской Федерации достаточно отечественных программных решений и продуктов.

Они обладают высокой функциональностью и могут обеспечить выполнение требований любого заказчика, но их массовому внедрению мешают экономические факторы.

Замена иностранного программного решения подобного класса – это всегда перевнедрение, которое требует отвлечения большого количества ресурсов заказчика (деньги, время, люди). При этом совокупная стоимость владения подобным ресурсом возрастает в разы.

Для успешности проектов импортозамещения платформенных решений управления корпоративными ресурсами, финансового учета и отчетности необходимо обладать поддержкой проекта со стороны топ-менеджмента компании; достаточными ресурсами и уверенностью в необходимости и успешности проекта на всех уровнях управления.

В современных реалиях средства вычислительной техники могут быть отнесены к орудиям труда и их стоимость может сказываться на себестоимости конечной продукции

Подводя итоги, можно сказать, что опыт прошедшего 2022 года свидетельствует о следующих актуальных задачах импортозамещения на будущие периоды:

- укрепление на рынке позиций основных отечественных операционных систем, включая переход продаж в точки розничной торговли, поставки в учебные заведения и обучение работы на них еще со «школьной скамьи»;
- поддержка производства отечественных средств вычислительной техники, их удешевление на рынке, поступление в свободную продажу;
- продолжение программ разработки и производства элементов отечественной микроэлектроники.

Эти три пункта имеют решающее воздействие на весь процесс импортозамещения, а именно:

- невозможно «победить» привычку использования Windows-систем массовостью выпускаемых версий различных UNIX-систем под брендами отечественных операционных систем,

ФАКТЫ Будущее российского ИТ-рынка

в обеспечении конкурентной стоимости отечественных продуктов, решений и средств вычислительной техники по сравнению с зарубежными аналогами

следовательно, наши усилия должны быть направлены на создание небольшого количества качественных операционных систем;

- в прошедшем году всех «спас» параллельный импорт, но он сыграл и злую шутку, так как практически остановил выход на рынок новых отечественных средств вычислительной техники.

Если посмотреть на отчетность российских производителей средств вычислительной техники, в них можно увидеть прибыль, но это свидетельствует только об увеличении доли «госзакупок» данного оборудования, а вот с рыночной составляющей все по-прежнему «плохо». Закупки прошлого года показали, что цены на аналогичное серверное оборудование, по сравнению с иностранными производителями, у наших производителей гораздо выше. Их выручает протекционизм, но так нельзя добиться развития и достойной конкуренции.

Для любого заказчика бизнес – это процесс получения прибыли, причем возможны пути повышения этого показателя как увеличением продаж конечных продуктов и услуг, так и экономией на сопутствующих расходах.

В современных реалиях средства вычислительной техники могут быть отнесены к орудиям труда, и их стоимость может сказываться на себестоимости конечной продукции.

Будущее нашего ИТ-рынка – в обеспечении конкурентной стоимости отечественных продуктов, решений и средств вычислительной техники по сравнению с зарубежными аналогами.

Когда совокупная стоимость владения ИТ-ресурсами на базе отечественных решений будет меньше или хотя бы равна аналогичному показателю на базе иностранных продуктов, тогда можно говорить о привлекательности и успешности проектов по импортозамещению для бизнеса. ●

KEYWORDS: russian developments, information technologies, operating systems, information security, database management.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

на основе внедрения цифровых инструментов

ОБ АКТУАЛЬНОСТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ И ЕЕ ТРАНСФОРМАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ КАК ОБЩЕМИРОВАЯ СИТУАЦИЯ, СВЯЗАННАЯ С ИЗМЕНЕНИЕМ ЦЕН НА НЕФТЬ И САНКЦИОННОЙ ПОЛИТИКОЙ В ОТНОШЕНИИ РОССИИ, ТАК И НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ИСТОЩЕНИЯ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПОКАЗЫВАЮТ, КАК ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПОТЕНЦИАЛ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОВЫШАТЬ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE RELEVANCE OF DIGITALIZATION AND ITS TRANSFORMATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS EVIDENCED BY BOTH THE GLOBAL SITUATION ASSOCIATED WITH CHANGES IN OIL PRICES AND SANCTIONS POLICY AGAINST RUSSIA, AND BY THE NEED TO DEVELOP HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES IN THE FACE OF DEPLETION OF OPERATED FIELDS AND ARCTIC PROJECTS USING DIGITAL MODELS. THE AUTHORS OF THE ARTICLE SHOW HOW THE INTRODUCTION OF INTEGRATED MODELING TECHNOLOGIES MAKES IT POSSIBLE TO USE THE POTENTIAL OF THE FIELD AND INCREASE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF HYDROCARBON PRODUCTION

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, повышение нефтеотдачи, цифровые технологии, интегрированное моделирование, интеллектуальное месторождение.



**Кучин
Вячеслав Николаевич**

научный сотрудник
НЦ Арктика,
К.Т.Н.



**Гарбуз
Екатерина Юрьевна**

студент,
Санкт-Петербургский
горный университет

Разработка трудноизвлекаемых запасов в России важна и значима тем, что их доля в общей структуре запасов углеводородов к 2035 году увеличится, а добыча нефти в свою очередь, по прогнозам, будет падать.

В создавшихся условиях именно цифровые решения становятся приоритетными направлениями в повышении эффективности деятельности компаний. Сегодня практически все ведущие нефтегазовые компании в мире основывают стратегию своего развития на использовании цифровой трансформации в качестве главного направления. Цифровая трансформация является весомым конкурентным преимуществом, она способствует повышению рентабельности нефтегазовых компаний и увеличивает их устойчивость на рынке.

Цель текущего исследования заключается в изучении и анализе литературы в области технико-экономического обоснования нефтегазовых проектов в условиях цифровизации, выявлении

актуальных проблем и направлений совершенствования нефтегазовых проектов в условиях цифровизации, анализе международного и отечественного опыта по внедрению современных цифровых технологий для объектов добычи нефти и газа.

Цель определила необходимость выполнения следующих задач:

- анализ теоретических основ цифровизации и цифровой трансформации;
- анализ мирового опыта внедрения цифровых технологий на месторождениях нефти и газа;
- сравнение современных цифровых технологий, внедряемых в производство нефти и газа, а также определение их преимуществ и недостатков.

Предмет исследования – применение цифровых технологий в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности разработки.

Объект исследования – цифровые технологии, применяемые при разработке нефтегазовых месторождений.

Основной теоретической базой исследования явились работы отечественных и зарубежных ученых в области цифровых технологий.

Необходимость применения современных цифровых технологий напрямую связана с потенциалом добычи нефти и газа. Ведущие компании именно по этой причине внедряют цифровые технологии в разные цепочки производства. Многие эксперты убеждены, что цифровые технологии простимулируют рост нефтеотдачи в мире с 30 до 50 %. Добиться этого можно путем внедрения инноваций не только в технологическом плане, но и в области принятия быстрых и качественных управленческих решений, а также правильной обработки больших данных информации [1].

В нефтегазовой отрасли на протяжении всего времени наблюдается необходимость в увеличении коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата, особенно на последних стадиях добычи, а также в уменьшении рисков и неопределенности при принятии управленческих решений, касающихся технологий добычи, в ходе разработки месторождений.

Цифровые технологии в нефтегазовой отрасли в основном направлены на решение двух задач: повышение нефтеотдачи (КИН) и снижение эксплуатационных и прочих затрат (своевременное обслуживание скважин и т.д.) [2, 21].

Наряду с положительными тенденциями развития цифровизации в ведущих компаниях нефтегазовой отрасли в России остается ряд нерешенных проблем, затрудняющий формирование цифровых платформ:

- зависимость отрасли от зарубежных технологий, оборудования, программного обеспечения и инвестиций, усугубляющейся в условиях санкций. Уровень импортозамещения остается недостаточным [3]. Например, арктические шельфовые проекты практически не осваиваются после выхода из совместных

проектов американских компаний ExxonMobil и британской BP, владеющих необходимыми технологиями;

- стартапы нефтяных компаний не финансируются должным образом – для цифровых проектов необходимы специальные полигоны, где испытывают новые технологии, однако такие полигоны требуют немалого финансирования [3].

Опыт в финансировании подобных полигонов есть у западных коллег, например в США технологический полигон Rocky Mountain Oilfield Testing Center финансируется из средств Министерства энергетики США [4]. Данный полигон занимается совершенствованием системы добычи высокообводненной нефти. Такое решение оказалось очень эффективным и вполне вписывается для использования в России, а именно для месторождений Западной Сибири [5]:

- отдаленность интересов науки и бизнеса, из чего и вытекает предыдущая проблема [3, 18];
- разработка активов осуществляется в основном крупными компаниями, вследствие чего уровень конкуренции является низким, что сопровождается потерей желания использовать современные цифровые технологии [6];
- компании не ставят в приоритет технологическое развитие отрасли из-за долгосрочных инвестиций, к которым и относят интеллектуальные технологии [5];
- отсутствие нужного количества персонала с определенными

навыками и квалификацией для ведения цифровых проектов. Требуются специалисты с цифровыми компетенциями, такими как аналитика и работа с большими данными, робототехника, эксплуатация беспилотных летательных аппаратов, программирование, 3D-моделирование, а также компетенциями новых возникающих профессий в отрасли, связанными с цифровизацией [5];

- нет единого стандарта для использования технологии IoT;
- сложность в переустройстве уже сформировавшихся бизнес-процессов [7].

При решении вышеперечисленных проблем процесс цифровизации будет проходить быстрее и с большим эффектом для нефтегазовой отрасли.

Главным вопросом остается выбрать, каким образом стоит переходить на интеллектуальный путь решения производственных задач и как повысить качество управления процессами. Этот вопрос является основополагающим в этом исследовании и обусловил выбор его названия.

С каждым годом количество цифровых месторождений в мире растет. Сейчас их насчитывается около 240, 27 из которых находятся на территории России. Компании «BP», «Shell» и «ExxonMobil» являются лидерами в сегменте внедрения интеллектуальных технологий в нефтегазовую отрасль.

С практической точки зрения цифровая трансформация нефтяной отрасли разделяется на три этапа:

- автоматизация, то есть оснащение производства системами телеметрии и телемеханики с целью постоянного дистанционного контроля и управления;
- создание цифрового двойника месторождения для совершения прогноза возможных сценариев и выбора наиболее рентабельного;
- внедрение автоматического управления промыслом в режиме «реального времени» [18, 19].



Используемые интеллектуальные технологии имеют разные области применения. Они могут охватывать сферы управления (производственная, финансовая, трудовая и т.д.); контуры управления (оперативное управление, регулярное управление и т.д.); бизнес-процессы (основные, управленческие, обеспечивающие и т.д.); цели управления (снижение производственных затрат, увеличение производительности и т.д.); роли сотрудников и рабочие места [8]. При помощи внедрения новых технологий в эти элементы достигается увеличение производственных и финансовых показателей. Основными направлениями цифровизации нефтяной отрасли являются: big data (большие данные и их обработка); цифровые двойники (создание интегрированной модели месторождения); blockchain (блокчейн); IoT (internet of things), он же Интернет вещей; аддитивные технологии – 3D-печать, роботизация; виртуальная и дополненная реальность; умные материалы [9, 17].

Рассмотрим основные технологии и приведем методы их использования в нефтегазовой индустрии.

Особенности управления цифровыми месторождениями на нефтегазовом промысле

С каждым годом применение цифровых технологий становится все более востребованным, доказывая свою эффективность для всех процессов в нефтегазовом комплексе, ибо цифровизация охватывает все стадии отрасли: от скважин до заказчиков или потребителей.

В отрасли используются такие технологии как Интернет вещей, блокчейн, робототехника, 3D-модели, виртуальная реальность, цифровые двойники и не только. Каждый из этих инструментов по-своему эффективен, воздействуя на те или иные процессы, но именно «умные месторождения», то есть цифровые двойники, способствуют достижению максимального результата, включая в себя каждый из вышеперечисленных инструментов.

«Умные месторождения» также носят название «интеллектуальные» или «цифровые». В источниках

литературы можно найти немало количество определений данному термину, однако все они схожи по своей сути:

- интеллектуальное месторождение – это динамическая система взаимосвязанных технологий и бизнес-процессов, обеспечивающих повышение экономической эффективности всех элементов производства и управления нефтегазовым активом;
- цифровое месторождение – это программное обеспечение, включающее набор приложений, которые позволяют описывать поведение месторождения на компьютере.

Многие зарубежные и отечественные компании уже имеют опыт внедрения таких месторождений в свои производства, примеры наименований технологии в различных компаниях представлены в таблице 1.

«Умная» эпоха наступила более 10 лет назад, когда значительная часть месторождений, эксплуатируемых еще с 60-х годов прошлого века, вступила в стадию снижения добычи ввиду высокой степени выработанности. Запасы «легких и средних нефтей» на сегодняшний день стремительно сокращаются, ввиду чего увеличивается объем добычи трудноизвлекаемых

запасов, под которыми понимают тяжелые, вязкие, парафинистые углеводороды, в большинстве случаев с неблагоприятными условиями залегания. Очевидно, что для работы на таких месторождениях необходимы принципиально новые технические решения, либо модернизированные технологии, применяемые при извлечении традиционных залежей с благоприятными для добычи запасами, а это, в свою очередь, ведет к увеличению капиталовложений на освоение и эксплуатацию месторождений.

В настоящее время главным фактором, от которого зависит скорость и качество применяемых на производстве решений становится ускорение обработки промысловых данных, а также правильное обоснование применяемых решений, которые достигаются с помощью интеллектуальных технологий.

Управление умными месторождениями нефти и газа будет продолжать превращаться в более автоматизированное и цифровое, благодаря прогрессирующей цифровизации, аналитическим технологиям и искусственному интеллекту.

Некоторые особенности управления цифровыми месторождениями в ближайшей перспективе будут включать в себя:

ТАБЛИЦА 1. Технологии в различных компаниях

Компания	Технология
Shell	Умное месторождение – Smart Field
Chevron	Интеллектуальное месторождение – i-Field
BP	Месторождение будущего – Field of the future
Petoro	Умные операции – Smart Operations
Statoil Hydro	Интегрированные операции – Integrated Operations
Halliburton	Управление в режиме реального времени – Real Time Operations
Schlumberger	Умные скважины – Smart Wells
OD	Правильное направление – eDrift
DOFF	Цифровое нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future
Cap Gemini	Оптимизация интеллектуального месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimization and Remote Management/INFORM
IAOM, ADCO	Интегрированная модель управления активами – Integrated Asset Operation Model
Газпром нефть	Цифровое месторождение
ЛУКОЙЛ	Интеллектуальное месторождение

РИСУНОК 1. Карта цифровых месторождений РФ на 2018 год



Источник: Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

- Интеграцию различных систем месторождений, что позволит максимально использовать данные, производимые на месторождениях.
- Безопасность работ: применение современных технологий и программного обеспечения способствует снижению рисков и обеспечению безопасности работников.
- Использование больших данных: анализ данных позволит повысить эффективность работы месторождений и снизить затраты, что будет положительно сказываться на экономической эффективности.
- Скорость обработки данных: повысится благодаря синхронизации данных с облачными технологиями.
- Автоматизация операций: применение искусственного интеллекта и автоматических систем управления позволит автоматически контролировать многие процессы на месторождениях.
- Расширение границ: все больше месторождений начнут обрабатывать большие объемы данных и соединяться по всему миру, позволяя расширять границы географических ограничений.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод о том, что для повышения эффективности работы нефтегазового комплекса необходимо создание такой технологии, которая бы включала в себя геолого-техническую

модель, модель движения флюида из пласта в насосно-компрессорные трубы (НКТ), модель скважин, а также систему сбора и подготовки продукта, совмещенную с технологией оценки рисков и оценкой экономических параметров. Именно эта совокупность элементов называется интегрированной моделью и представляет собой «центр» «умного месторождения».

Эффективность разработки месторождения во многом зависит от грамотной разработки месторождения и обустройства кустовых площадок. Для этих целей Татнефть совместно с Московским физико-технологическим институтом тоже разработало специализированное ПО с названием «СЭТ Крот». С помощью этой программы учитываются все необходимые технологические и геологические факторы, по которым определяется количество кустов, скважин, порядок их бурения и много других параметров.

В настоящее время все ИТ-проекты в нефтегазовой отрасли ориентированы на развитие «умного производства». Приведем в пример ряд таких проектов в различных зарубежных нефтяных компаниях:

- «Умные» скважины – Smart Wells (Schlumberger);
- «Умные» операции – Smart Operations (Petoro);
- «Интегрированные» операции – Integrated Operations (Statoil, OLF);
- «Электронное» управление – Operations (North Hydro);
- «Управление в режиме реального времени» – Real Time Operations (Halliburton);
- «Правильное» направление – eDrift (OD);
- «Интегрированная модель управления активами» – Integrated Asset Operation Model (IAOM), ADCO;
- «Умное» месторождение – Smart Field (Shell);

РИСУНОК 2. Непрерывный процесс управления операционной эффективностью [102]



ТАБЛИЦА 2. Эффективность «интеллектуального управления»

Показатели	Технология управления месторождением		
	Традиционная – Автоматизированная (активное управление)	Цифровая (реактивное управление)	Интеллектуальная (проактивное управление)
Прирост добычи нефти, %	1,0	4,0	10,0
Прирост запасов нефти, млрд т	5,0	10,0	15,0
Прирост КИН, %	1,0	5,0	10,0
Удельные затраты на автоматизацию от выручки, %	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–4,0
Снижение удельной себестоимости добычи нефти, %	2,0	5,0	15,0
Рост производительности труда, %	1,0	5,0	10,0

- «Интеллектуальное» месторождение – i-field (Chevron);
- «Месторождение будущего» – Field of the future (BP);
- «Цифровое» нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future DOFF (CERA);

Оптимизация «интеллектуального» месторождения и удаленное управление –Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM (Cap Gemini) и другие.

Несмотря на разные наименования и точечные цели, у всех этих ИТ-продуктов имеется схожий функционал: моделирование большого количества ситуаций и дифференциация вариантов развития их в производственной сфере нефтегазового сектора, в том числе захватывая наиболее эффективное управление персоналом нефтегазовых компаний.

Доказана эффективность «интеллектуального управления». Отличия представлены в таблице 2.

В таблице 2 были выделены три типа управления месторождениями:

- активное, то есть использование автоматизированных методов, имеющихся на данный момент (без применения цифрового месторождения);
- реактивное – будет возможно при решении производственных

- и управленческих задач, использующих технологию цифрового месторождения;
- проактивное – применяется на этапе интеллектуализации процессов принятия решений с использованием всех имеющихся технологий цифрового месторождения для повышения эффективности тактических, операционных и стратегических задач.

В таблице 3 представлены результаты мирового опыта внедрения интеллектуальных месторождений.

В связи с увеличением сложности и стоимости реализации проектов по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений современный подход к их оценке,

проектированию и мониторингу предполагает комплексную оценку геолого-технологической цепочки добычи углеводородов (УВ): пласт – скважина – наземная инфраструктура – экономика. Расширение фокуса внимания с процессов, которые протекают в пласте, на всю цепочку добычи нефти и газа, учет взаимного влияния и ограничений во всех ее элементах позволяют осуществлять подбор наиболее эффективных комплексных оптимизационных мероприятий, реализация которых влияет на повышение технико-экономических показателей разработки месторождений.

Интегрированные модели строятся на основе определенного набора моделей-компонентов, объединенных в единую систему или полную модель месторождения. Такой подход можно назвать композиционным или системным. Модели-компоненты, входящие в состав ИММ, представлены в таблице и классифицированы по уровню сложности. Уровень сложности определяется, исходя из поставленных задач, объектов разработки, этапа развития проекта, горизонта планирования. Так, в состав ИММ могут входить: модель пласта, модель скважины, модель системы сбора и транспорта, модель системы поддержания пластового давления, экономическая модель.

Стоит обратить внимание, что интегрированное моделирование особенно актуально для пластов с нефтяными оторочками, газовых и газоконденсатных объектов, когда в добываемой продукции

ТАБЛИЦА 3. Результаты мирового опыта внедрения интеллектуальных месторождений

Разработчик технологии	Название технологии	Влияние на запасы/ добычу	Влияние на экономику
Shell	Smart Field	увеличение КИН до 10 %; коэффициента извлечения газа – до 5 %	снижение простоев до 10 %; эксплуатационных затрат – до 20 %
Chevron	i-field	КИН +6 %; добыча +30 %	–
Petoro	Smart Operations	–	Снижение капитальных затрат на 50 %
Equinor	Integrated Operations	увеличение добычи на 20 %	–
Halliburton	Real Time Operations	–	Снижение капитальных затрат на 20 %

ТАБЛИЦА 4

Сложность/ детальность модели	Модель пласта	Модель лифта	Модель инфраструктуры
Высокая	3D ГДМ	Модель скважины	Детальный учет сети сбора и ППД
Средняя	Метод материального баланса		Упрощенный учет линейного давления с помощью аналитических алгоритмов
Низкая	Анализ кривой падения	Метод узлового анализа	

содержится большое количество попутного нефтяного газа и когда система «пласт – скважина – сеть сбора и подготовки УВ» неразделима.

Такой подход имеет практическую значимость для крупных проектов, когда каждая модель-компонента имеет различную детальность и решает поставленные задачи, и далее эти модели-компоненты объединяются в такую конфигурацию ИММ, которая способна решить определенные производственные задачи.

Исходя из этого, для добывающих предприятий актуальным является создание унифицированной методики, которая систематизирует подходы к выбору оптимального состава/сложности и детальности моделей-компонентов для всех месторождений.

Неотъемлемой частью методики будет являться учет степени готовности объекта разработки к использованию интегрированного моделирования и потенциальный экономический эффект.

Проанализировав открытые источники, на первом этапе автором выделены и систематизированы основные критерии для выбора месторождений-кандидатов:

- Качественные и количественные характеристики геологических данных, включая геофизические, геологические и гидрогеологические данные.
- Геологическая сложность находящихся в месторождении горных пород и их физические свойства, включая пористость, проницаемость.
- Расположение месторождения, включая доступность для освоения, близость к рынкам сбыта, логистические возможности и энергетические ресурсы.
- Промышленная и экологическая безопасность с точки зрения технологий, используемых для разработки месторождения.
- Экономическая эффективность месторождения, включая потенциальный доход от добычи, расходы на разработку

и эксплуатацию, налоговые пошлины.

- Риски, связанные с разработкой месторождения: геологические, технологические, экономические, политические.
- Уровень исторических исследований месторождения, включая предыдущие геолого-разведочные работы и историю добычи.
- Наличие и доступность инфраструктуры, включая автомобильные, железные дороги, порты, аэропорты, линии электропередачи и т.д.
- Уровень социальной ответственности разработчиков месторождения и принимаемых ими мер по охране окружающей среды и социальной защите.
- Наличие и доступность квалифицированных кадров и технологий для разработки месторождения.

Выбранные критерии можно разделить на количественные и качественные показатели, для оценки каждого из них разработана шкала от 0 до 3. Примеры правил определения оценки приведены в таблице 5.

Автором выделены основные этапы предлагаемой методики оценки месторождений-кандидатов для внедрения интегрированного моделирования.

Согласно вышеизложенному, состояние месторождения можно оценить на основании двух комплексных параметров: «необходимость интегрированного

ТАБЛИЦА 5. Примеры правил определения оценки

Показатель	2	3	4	5
Объем добычи по месторождению	Нефть, т/сут: < 2	Нефть, т/сут: 2–10	Нефть, т/сут: 10–100	Нефть, т/сут: > 100
	Газ, м³/сут: < 20 000	Газ, м³/сут: 20 000–100 000	Газ, м³/сут: 100 000–1 000 000	Газ, м³/сут: > 1 000 000
Средний дебит одной скважины	0 < n ≤ 25	25 < n ≤ 100	100 < n ≤ 250	n > 250
Пористость коллектора	субкапиллярная	капиллярная	сверхкапиллярная	
Плотность нефти	тяжелая	средняя	легкая	
Тип газа	сухой	тощий	полужирный	жирный
Транспортная доступность	Сильно удаленное	Средне удаленное	Близкое	
Наличие моделей-компонентов месторождения	Отсутствуют	Модели низкой детальности/ сложности	Модели средней детальности/ сложности	Модели высокой детальности/ сложности
Уровень квалификации персонала	Недостаточно квалифицированные	Достаточно квалифицированные		
				Избыточно квалифицированные

ТАБЛИЦА 6. Примеры правил определения оценки

Последовательность действий	Детальное описание
Сбор информации о месторождении-кандидате	• геологические карты • данные о флюиде и его распределении в пласте • геохимические и геофизические показатели • климатические и гидрологические данные • информация о наличии технологического оборудования и инфраструктуры
Анализ информации	• проведение корреляционного анализа данных • определение границ флюида и выделение областей наиболее интересных для добычи • анализ возможности применения технологий добычи на месторождении
Оценка экономической эффективности	• калькуляция капитальных вложений на создание IT-инфраструктуры и оснащение • калькуляция операционных затрат на добычу и транспортировку • анализ макроэкономических параметров (рыночная стоимость сырья, курсовая разница и др.) • расчет и анализ показателей экономической эффективности
Применение критериев для выбора месторождений-кандидатов	Соотнесение всех критериев и выбор оптимальной конфигурации ИМ
Создание интегрированной модели месторождения	• построение геологической модели месторождения • определение объемов запасов нефти и газа • разработка схемы добычи с учетом технологических особенностей месторождения • определение детальности и оптимального состава моделей-компонентов для данного месторождения

моделирования месторождения» и «пригодность месторождения к интегрированному моделированию».

Параметр «необходимость интегрированного моделирования месторождения» содержит в себе критерии, позволяющие оценить объем задач, которые могут быть решены с помощью интегрированной модели, и вероятный эффект от ее применения: объем добычи, средний дебит скважин, остаточные извлекаемые запасы, наличие осложняющих факторов при эксплуатации месторождения, перспективы развития месторождения.

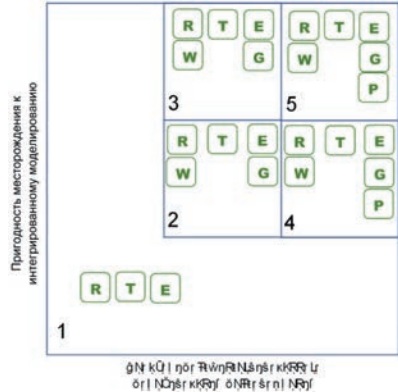
Параметр «пригодность месторождения к интегрированному моделированию» позволяет оценить, насколько оперативно возможно внедрить интегрированную модель в операционную деятельность. Оценивается по следующим критериям: наличие моделей-компонентов месторождения в момент старта проекта, уровень

квалификации персонала, наличие формализованных бизнес-процессов, в которые может быть внедрена интегрированная модель, а также степень автоматизации процесса сбора и хранения производственной информации.

ТАБЛИЦА 7. Рекомендации по выбору состава моделей-компонентов

Область	Рекомендация
1	Достаточно использовать существующие гидродинамические модели (ГДМ) в качестве модели пласта и инвестиционный проект в качестве экономической модели без автоматизированной интеграции моделей-компонент между собой
2	Используется интегрированная модель «скважина – система сбора» с использованием упрощенной модели пласта. Также используется ГДМ для расчета средне- и долгосрочных периодов. Возможно использование модели завода
3	Используется интегрированная модель «пласт – скважина – система сбора» с использованием упрощенной модели пласта
4	Используется интегрированная модель «пласт – скважина – система сбора» с применением упрощенной модели завода для решения локальных задач
5	Использование полной интегрированной модели «пласт – скважина – система сбора – завод»

РИСУНОК 3. Матрица составляющих моделей-компонент



Составляющие ИММ можно определить с помощью матрицы. Области пересечения двух параметров определяют набор, количество моделей-компонентов и степень их интеграции.

Заключение

Актуальным вопросом является разработка трудноизвлекаемых запасов, так как их доля превышает 50 % от всех углеводородов России. Разработка ТРИЗ во многом зависит от внедрения цифровых технологий, которые заимствуются из различных отраслей, в том числе аэрокосмической.

Зарубежные компании уже продолжительное время осуществляют цифровую модернизацию производства, тогда как в России данный процесс только начинает развиваться. Компании ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК Роснефть», ПАО «Лукойл» и ПАО «Татнефть» активно осваивают интеллектуальные технологии и уже

имеют опыт работы с ними. Но все же темпы трансформации нельзя назвать высокими, несмотря на то, что в последние годы благодаря программе импортозамещения отечественным производителям удалось нарастить скорость освоения новых технологий.

Причина, по которой цифровые технологии являются эффективными: увеличение эффективности производства; более низкие производственные затраты; увеличение скорости принятия управленческих решений; повышение качества применяемых решений и другие.

Основными проблемами реализации интеллектуальных технологий являются: недостаточное финансирование со стороны компаний и государства, отсутствие большого количества квалифицированных специалистов, отсутствие единого стандарта применения цифровых технологий, приверженность к традиционной добыче и ряд других проблем.

Во многом проблемы решается достаточным финансированием научных исследований в области цифровизации месторождений, а именно созданием соответствующих полигонов для разработки и испытания технологий. Опыт западных коллег показал, что такой метод эффективен для реализации цифровых технологий и высокотехнологического оборудования на производстве.

Внедрение технологий интегрированного моделирования дает возможность использовать весь потенциал месторождения и внедряются во всех его сегментах: начиная с разведки и заканчивая реализацией продукции. Такие решения возможны как на проектах Greenfield, так и на Brownfield. Число цифровых месторождений в мире на сегодняшний день уже превысило 240, из них 27 в России. Лидерами в области интеллектуализации производства являются зарубежные компании «Shell», «BP» и «ExxonMobil».

Внедрение интеллектуальных технологий сопровождается своими сложностями: дорогое оборудование и программное обеспечение, необходимость в специальной подготовке кадров, оснащение производства сетью и сервером данных, консервативность взглядов руководства, удаленность месторождений и т.д.

Мировая практика внедрения и использования ЦТ (цифровых технологий) показала, что система ИМ дает возможность увеличить КИН на 5–10%, добычу углеводородов в целом на 20% и снизить затраты как капитальные (на 50%), так и операционные на 20%. ИМ позволит в онлайн-режиме обеспечить обмен информацией, передачу данных между специалистами, эффективно спроектировать деятельность компании.

Технология «интеллектуального месторождения» в системе нефтегазовых предприятий основана на технологической, управленческой и информационной области принятия решений. Введение данной технологии предусматривает выбор мер повышения эффективности, с помощью которых произойдет совершенствование информационных потоков. ●

Литература

1. Rubio, Erismar, Alkhih, Mohamed Yousef, Reddicharla, Nagaraju, Albelazi, Abobaker, Dilisz, Melike, Al-Attar, Mohamed Ali, Davila, Rayner, and Kareem Khan. "Integrated Automation and Data-Driven Workflow for CO2 Project Management – Case Study from a Smart Oil Field in the Middle-East." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/207422-MS>
2. Alhandhal, Hussein Basim. "Digital Oil Field: Real Time pH Monitoring and Automatic Neutralization System Using Smart Phone/Watch/PC and Microcontroller in Hydrogen Sulfide Formations." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/204261-STU>
3. Temizel, Cenk, Canbaz, Celal Hakan, Palabiyik, Yildiray, Putra, Dike, Asena, Ahmet, Ranjith, Rahul, and Kittiphong Jongkittinarukorn. "A Comprehensive Review of Smart/Intelligent Oilfield Technologies and Applications in the Oil and Gas Industry." Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/195095-MS>
4. Ariffin, Mohd Hafizi, Tham, Su Li, Johing, Fedawin, Jamel, Delwistiel, and Khomeini Abdussalam. "Smart Field: Is it Really Smart-Donkey Field Experience." Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Bali, Indonesia, October 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/196246-MS>
5. R.F. Hussain, M.A. Salehi, A. Kovalenko, Y. Feng and O. Semiari, "Federated Edge Computing for Disaster Management in Remote Smart Oil Fields," 2019 IEEE 21st International Conference on High Performance Computing and Communications; IEEE 17th International Conference on Smart City; IEEE 5th International Conference on Data Science and Systems (HPCC/SmartCity/DSS), Zhangjiajie, China, 2019, pp. 929-936, doi: 10.1109/HPCC/SmartCity/DSS.2019.00134.
6. Al-Subaiei, Dalal, Al-Hamer, Mohammad, Al-Zaidan, Ahmed, and Mohammad Sami Nawaz. "Smart Production Surveillance: Production Monitoring and Optimization Using Integrated Digital Oil Field." Paper presented at the SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Mishref, Kuwait, October 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/198114-MS>
7. T. R. Wanasinghe et al., "Digital Twin for the Oil and Gas Industry: Overview, Research Trends, Opportunities, and Challenges," in IEEE Access, vol. 8, pp. 104175-104197, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2998723.
8. LaGrange, Elgonda "Developing a Digital Twin: The Roadmap for Oil and Gas Optimization." Paper presented at the SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, September 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/195790-MS>.
9. Sarsekov, Arlen, Mogensen, Kristian, Albeshr, Manal, Al Kindi, Salem, Mabrook, Maged, and Ram Narayanan. "First Ever Deployment of Production System Optimization Tool in Giant Carbonate Offshore Field in UAE – Laying the Foundation for Digital Oil Field." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Riyadh, Saudi Arabia, February 2022. doi: <https://doi.org/10.2523/IPTC-21984-MS>.
10. Sletcha, Ben, Vivas, Cesar, K. Saleh, Fatemeh, Ghalambor, Ali, and Saeed Salehi. "Digital Oilfield: Review of Real-time Data-flow Architecture for Upstream Oil and Gas Rigs." Paper presented at the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/199298-MS>.
11. Liu Zhuo, Zhang Yu, Zhang Hongyang. Trends and Strategies of Chinese and Foreign Digital Oilfield Technological Development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2020, 39(4): 62-67. DOI: 10.3969/j.issn.1002-302x.2020.04.010.
12. Desai, Sameer Faisal, Rane, Nitin M., Al-Shammari, Baraa S., Al-Sabea, Salem H., and Magdad Al-Naqi. "Challenges In Operating A Digital Oilfield – Lessons Learned From The Burgan Integrated Digital Field Pilot." Paper presented at the SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Mishref, Kuwait, October 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/198029-MS>.
13. Aslanyan, A.N. "Digital oilfield development experience based on interactive petrocup sessions (Russian)." OIJ 2019 (2019): 28–34. doi: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-3-28-34>.
14. Al-Subaiei, Dalal, Al-Hamer, Mohammad, Al-Zaidan, Ahmed, Chettri, Hom, and Mohammad Sami Nawaz. "Intelligent Digital Oilfield Implementation: Production Optimization Using North Kuwait Integrated Digital Oil Field NK KwIDF." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/197811-MS>.
15. Alfajri, Reza, Siregar, Sakti Parsaulian, Sitanggang, Liston, and Andar Parulian Hutasoit. "Operational Data Repository as the First Step to Digital Oil Field." Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Virtual, October 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/205718-MS>.
16. Mehran, Fatemeh, Turiman, Hayati, Mohd Jamil, Nur Farhana, and Khairul Mustaqim A Aziz. "Enhanced Oil Recovery Surveillance and Operation Optimization through Digital Oilfield." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021. doi: <https://doi.org/10.2523/IPTC-21402-MS>.
17. Lai, Wenhua, Zhang, Hu, Jiang, DaWei, Wang, YanHui, Wang, RongDe, Zhu, Jun, Chen, Qiulin, Gao, Yuan, Li, Weixiang, and Dengpan Xie. "Digital Twin and Big Data Technologies Benefit Oilfield Management." Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2022. doi: <https://doi.org/10.2118/211116-MS>.
18. Zhao Xianzheng, Wang Hongyu, Liu Jichao, Lai Jishun. Research and Contemplation on How to Build Old Oilfields into Digital Intelligent Ones – Take Dagang Oilfield for Example[J]. Oil Forum, 2021, 40 (5): 1–8. DOI: 10.3969/j.issn.1002-302x.2021.05.001.
19. Sorokin, Valery Sergeevich, Gudoshnikov, Alexey Semenovich, Nyunyaykin, Denis Vyacheslavovich, Kochenkov, Andrey Anatolyevich, Sethuraman, Prasad, Barysheva, Sabina, Lipanin, Dmitriy Sergeevich, Mokrev, Aleksey Aleksandrovich, Vukolov, Sergey Aleksandrovich, and Aleksey Anatolyevich Ardalin "Production Optimiser Pilot for the Large Artificially-Lifted and Mature Samotlor Oil Field." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/206517-MS>.
20. <https://tps.com/uploads/files/Тихомиров.pdf>.
21. https://assets.dm.ux.sap.com/webinars/og-summit-online/pdfs/ukoil_kozlov_rus.pdf.

KEYWORDS: *hard-to-recover reserves, enhanced oil recovery, digital technologies, integrated modeling, smart field.*

РАЗРАБОТКА ПОДКОЗЫРЬКОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Еремин Николай Александрович

г.н.с., заведующий Аналитическим центром ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, научный руководитель кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, САФУ имени М.В. Ломоносова, д.т.н.

Коваленко Казимир Викторович

заведующий кафедрой геофизических информационных систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ведущий научный сотрудник лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов и петрофизического центра Института проблем нефти и газа РАН, профессор, д.г.-м.н.

Бобин Владислав Александрович

магистрант, САФУ имени М.В. Ломоносова

Еремина Полина Николаевна

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

ПРЕДМЕТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАТЬИ ЯВЛЯЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ПОДКОЗЫРЬКОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ПРИУРОЧЕННЫХ К СОЛЕВЫМ ДИАПИРАМ. РАССМОТРЕН ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН БИОНИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ОПЫТУ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН СО СЛОЖНЫМИ ПРОФИЛЯМИ. РАЗРАБОТКА ЗАЛЕЖЕЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ ПОД СТРУКТУРАМИ СОЛЕВЫХ ПОРОД, ЯВЛЯЕТСЯ СЛОЖНОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ СТАНДАРТНЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ. ДЛЯ ИЗБЕЖАНИЯ НЕКОТОРЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ СКВАЖИНЫ СОСТАВНОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ

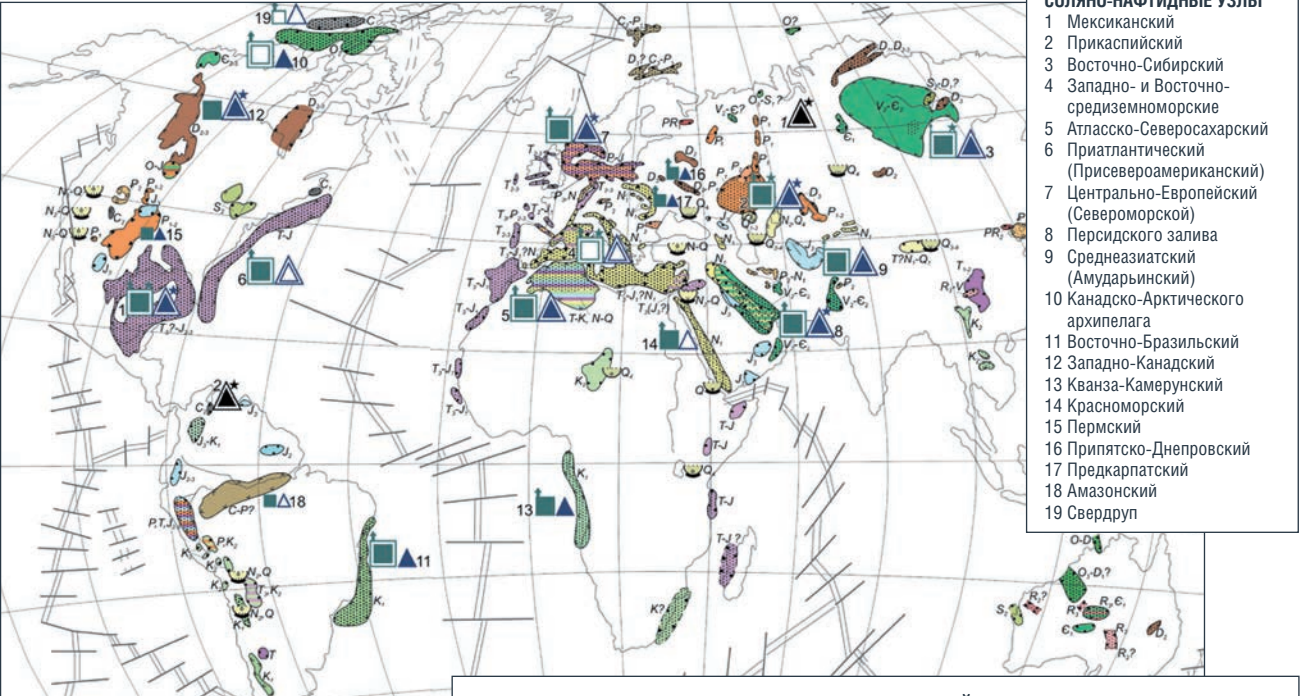
THE SUBJECT OF RESEARCH IN THE ARTICLE IS THE USE OF HIGH-TECH HORIZONTAL WELLS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL RESERVES IN THE SUB-PEAK FIELDS, CONFINED TO SALT DIAPIRS. THE EXPERIENCE OF BUILDING HIGH-TECH BIONIC WELLS FOR THE DEVELOPMENT OF FIELDS IN RUSSIA AND ABROAD IS CONSIDERED. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE EXPERIENCE OF BUILDING WELLS WITH COMPLEX PROFILES. THE DEVELOPMENT OF FIELDS LOCATED UNDER THE STRUCTURES OF SALT ROCKS IS A CHALLENGE FOR STANDARD MINING METHODS. TO AVOID SOME COMPLICATIONS, IT IS PROPOSED TO USE HIGH-TECH WELLS OF A COMPOSITE HORIZONTAL PROFILE

Ключевые слова: подкозырьковые месторождения, высокотехнологичная скважина, бионическая скважина, горизонтальная скважина, многоствольная скважина, разветвленная скважина, цифровая скважина.

Осадочные бассейны, содержащие соленосные и нефтегазоносные бассейны мира, представлены на рис. 1. В основном соленосные бассейны являются и нефтегазоносными. К настоящему времени открыто свыше ста соленосных бассейнов, из них почти половина осложнена

солянокупольной тектоникой, в силу чего они получили название солянокупольные бассейны. Солянокупольные бассейны содержат в себе мощные толщи солей от нескольких сотен до двух тысяч метров, из них четыре супергигантские – Прикаспийский, Восточно-

РИСУНОК 1. Соленосные и нефтегазоносные бассейны мира, по Г.А. Беленицкой [1]



Сибирский, Мексиканского залива и Средиземноморский с объемом до 2,5 млн км³ солей, и содержащие свыше тысячи соляных структур, которые в основном привязаны к V₂–С₂, Р₁₋₂ и N₁ отложениям.

Различают два основных морфокинетических типа соляных отложений: солянокупольный и пластовый. Основные виды соляных тел в зависимости от направления миграции солей бывают субвертикальные (диапировые и морфологически подобные им тела) и сублатеральные (покровные, покровообразные и другие субпластовые тела), см. рис. 2. Галит или каменная соль представляет собой достаточно пластичный материал.

Среди соляных тел различают диапиры, диапироиды, соляные купола, массивы, столбы, стены, капли, дайкоподобные тела. По геометрическим размерам диапиры широко варьируются: диаметр изменяется от километров до десятков километров; площадь от единиц до 3 тыс. км² в куполах-гигантах; высота – от сотен метров до 10 км. По положению вершин соляных структур различают открытые и слепые. По взаимоотношению ядер соляных куполов с перекрывающими слоями – прорванные, скрыто прорванные, непрорванные.

СОЛЕНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ

Возрастные группы соленосных бассейнов	Вещественно-геохимические типы солей*				
	Хлоридно-натриевый	хлоридно-калиевый	сульфатно-калиевый	сульфатно-натриевый	карбонатно-натриевый (содовый)
Палеобассейны					
Современные бассейны (рапа, осадки и погребенные залежи)					

* Для палеобассейнов – границы распространения, пунктир – предполагаемые, Для современных бассейнов – внесмасштабные знаки, Индекс – возраст основной соленосной фoorмации, Закраска отвечает общепринятой стратиграфической, Полосатая – при наличии в разрезе мощных солей двух-трех возрастов

Площади проявления солянокупольной тектоники

ГЛОБАЛЬНЫЕ СОЛЯНО-НАФТИДНЫЕ УЗЛЫ

Тип бассейна	Ориентировочный масштаб бассейна			
	супергигантский	гигантский	крупнейший	крупный
Соленосный				
Нафтидный				

Полые значки – масштаб бассейна прогнозируемый

Стрелки над значками соленосных бассейнов – проявление солянокупольной тектоники: утолщенные – интенсивный, тонкие – ограниченные, стрелки отсутствуют – не выражены

Глобальный соляно-нафтидный узел, типы значков отвечают параметрам соленосного и нафтидного бассейнов, цифра – номер в списке и на карте

Нафтидные супергиганты с неустановленной соленосностью: 1. Западно-Сибирский. 2. Ориноковский

Соляной покров

соляной языковой навес

оторванный соляной язык

соляной шторм

экстразивный соляной шторм

соляной ледник

соляная подушка

соляной гриб

ножка

соляной шов

соляная стена

соляная антиклиналь

20 км

20 км

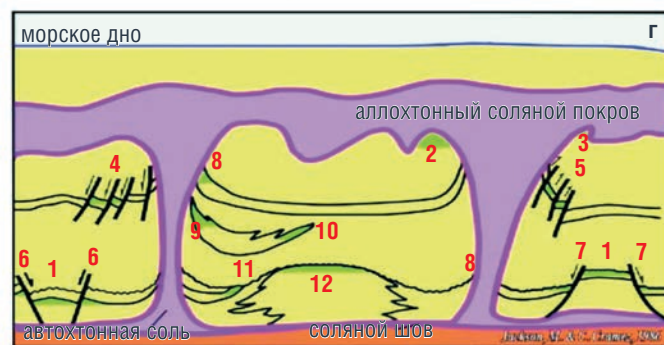
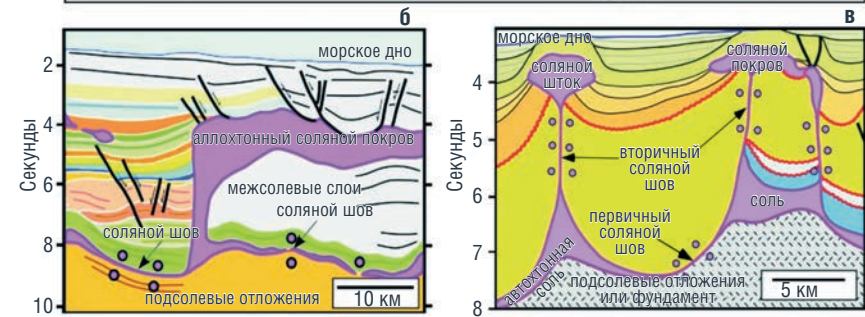
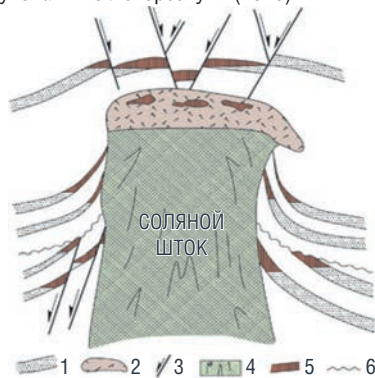


РИСУНОК 3. Различные типы залежей углеводородов, связанных с соляными куполами по Леворсену А. (1970)



По расстоянию между отдельными соляными структурами – от плотно прилегающих до удаленных на сотни километров. Сублатеральные соляные тела характеризуются следующими видами – навесы, козырьки, карнизы, которые привязаны к соляным куполам, и гигантские соляные покрывала и покровообразные тела, связанные нефтематеринскими отложениями. Часть соляных структур по праву можно отнести к крупным геологическим телам. Для соляных куполов нефтегазовые ловушки формируются в областях их крыльев (надкрылового и подкрылового пространства) и подкупольного пространства подсолевого ложа. Необходимо провести высокотехнологичную

В зонах повышенных концентраций напряжений происходит разрушение с образованием порового пространства и снятие избыточных напряжений. Динамическое давление понижается, что способствует миграции углеводородов, т.е. образованию нефтегазовых ловушек. В результате образуются локальные зоны с пониженными напряжениями (нефтегазовые ловушки), куда и мигрируют находящиеся в пластах горных пород углеводороды. Со временем увеличиваются интенсивность внедрения в вышележащие слои осадочного чехла и размеры купола.

Это приводит к радиальному перемещению нефтегазовых ловушек в областях надкрылового пространства и дополнительной миграции углеводородов в них. Одновременно в зонах подкрылового пространства увеличивается интенсивность касательных напряжений, что создает условия для образования новых нефтегазовых ловушек. Касательное напряжение – это составляющая напряжения, касательная к плоскости, на которую действуют силы. Формирование и развитие купола сопровождается возникновением и увеличением объема нефтегазовых ловушек в прикупольных областях [5–9]. В солянокупольных отложениях формируются различные типы залежей углеводородов, см. рис. 3.

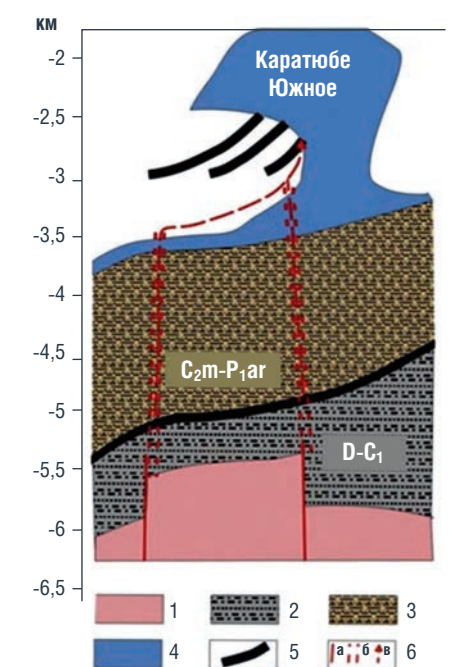
Источник: ТОО «Казахтуркмунай», 2022 г.

В центральной части Прикаспийской впадины сосредоточено 20–22 км мощности осадочных отложений. В пермский, в основном кунгурский период образовалась мощная толща соленосных отложений (до 7–9 км), что стало причиной развития соляной тектоники и образования соляных куполов в последующие эпохи. Структура Каратюбе Южное расположена в юго-восточной приобтальной зоне Прикаспийской впадины в пределах Акжар-Каратюбинского палеоподнятия к западу от Жанажола, Синельниковской и Кожасай-Урихтауской зон нефтегазоаккумуляции. Характерным для этого района является широкое проявление соленосного тектогенеза, приведшего к образованию соляных куполов различной изометрической формы. Толщина соли на этом участке Прикаспийской синеклызы составляет 3–5 км. Нефтяное месторождение

Под карнизом этого массива в терригенных отложениях казанского яруса верхней перми выявлено нефтяное месторождение Каратобе Южное: пластовое, литолого-стратиграфического плана, экранированное крутым склоном соли, см. рис. 4. Месторождение Каратобе Южное расположено в Байганинском районе Актюбинской области. Ближайший населенный пункт п. Жаркамыс находится в 5 км от месторождения Южное Каратобе. Расстояние до областного центра г. Актобе – 330 км. Площадь горного отвода составляет 5,8 км². Утвержденные извлекаемые запасы в целом по месторождению Каратобе Южное составили: 5056 тыс. т. На месторождении Каратобе Южное выявлены нефтяные залежи верхнепермского возраста (продуктивные пласты – I, II, III, IV). В один эксплуатационный объект были объединены пласты I, II, III и IV.

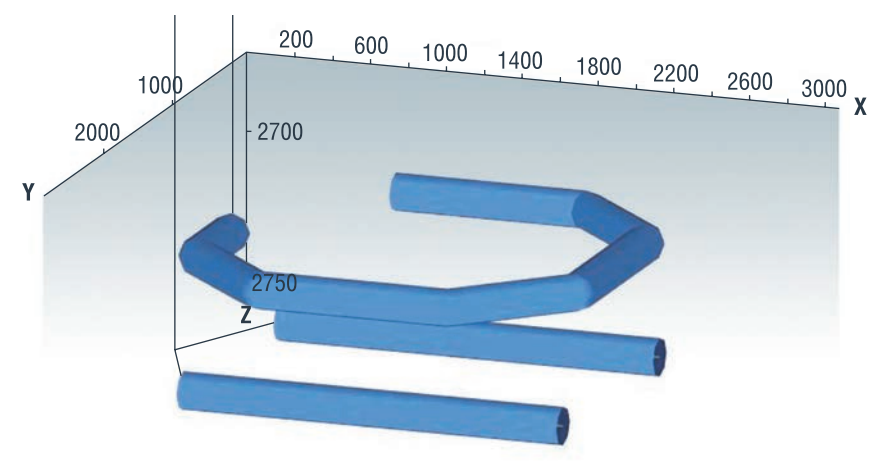
Схема формирования подкозырьковых нефтяных залежей месторождения Каратобе Южное представлена на рисунке 5. Общая высота

РИСУНОК 5. Схема формирования подкозырьковых нефтяных залежей месторождения Южное Каратюбе, по О.С. Обрядчикову, 2018 г.



1 – фундамент; 2 – терригенные отложения девона–нижнего карбона; 3 – терригенные отложения среднего карбона – артинского яруса нижней перми; 4 – соль кунгурского яруса; 5 – нефтяной VIII пласт палеозойской залежи Акжар Восточный и нефтяные верхнепермские горизонты; 6а – разломы, 6б – зоны трещиноватости, 6в – канал миграции УВ

РИСУНОК 6. Система доразработки месторождения Каратобе Южное, включающая строительство высокотехнологичной добывающей скважины с семью горизонтальными участками разной протяженности и двух горизонтальных нагнетательных скважин



составляет до 400 м, суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина в кровельной части достигает 125 м. ВНК установлен на отметке – 2739 м. Коэффициент нефтенасыщенности 0,67. Песчаные коллекторы поровые, терригенные с открытой пористостью 17,8%. Покрышкой залежи служат аргиллиты толщиной от 15 до 50 м. Начальное пластовое давление составляет 31 МПа, температура 71 °С. Дебит нефти от 12 до 72 м³/сут при восьмимиллиметровом штуцере и депрессии на пласт 13,9 МПа. Нефть легкая, плотностью 852 кг/м³, малосернистая (0,32%), парафинистая (5,4%), высокосмолистая (18,28%). Газонасыщенность пластовой нефти 128 м³/м³. Выход фракций до 300 °С составляет 42,3%. Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией до 320 г/л.

Воды содержат значительные концентрации йода, брома и бора. Дебиты вод невысокие – 2,4 м³/сут. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 4,8%. Все четыре пласта разрабатываются на упруго-замкнутом режиме, т.к. влияние законтурной области не наблюдается и воды в продукции скважин не обнаружено. На месторождении пробурено 23 скважины: из них в добывающем фонде состоит 14 скважин, в том числе 13 – действующих, одна (№ 103) скважина переведена в нагнетательный фонд. Из действующего фонда добывающих скважин одна (№ 101) скважина эксплуатируется фонтанным способом, остальные 11 скважин эксплуатируются механизированным способом с помощью ШГН. Фонд нагнетательных скважин составляет 4 скважин, в том числе две действующие и две (№ 55, 65)

бездействующие. Содержание парафина в нефти месторождения Каратобе Южное составляет 2,2–4,2% по массе, поэтому при снижении температуры и давления в стволе скважины растворимость нефти по отношению к парафину уменьшается, что приводит к его выпадению в осадок на глубинном и устьевом оборудовании скважин.

Для сбора и промысловой подготовки продукции скважин месторождения Каратобе Южное реализована однотрубная лучевая напорная герметизированная система сбора нефти и газа. Объем добычи нефти на месторождении Каратобе Южное составил в 2022 г. 254, 232, тыс. т.

В соляно-купольных структурах актуально строить экологически безопасные высокотехнологичные скважины для разработки подкозырьковых залежей нефти [11–16]. Один из основных компонентов «Цифрового месторождения» – «Цифровые скважины». Технология создания цифровых скважин привела к одному из самых значительных прорывов в интеллектуальных инновационных технологиях добычи углеводородов за последние годы. Она позволяет инженерам активно управлять, удаленно щупцировать или закрывать продуктивные зоны с низкой производительностью без остановки скважин. Первой бионической скважиной была скважина № 66/45 Григоряна Александра Михайловича, пробуренная в Башкирии в 1953 году. Она имела 9 стволов с максимальным отходом от вертикали 136 метров.

Одним из таких технологических решений является строительство бионических скважин (цифровых многоствольных и многозбойных скважин), которые можно отнести к категории суперскважин. Такая скважина обладает экстремальным охватом продуктивного пласта. Количество цифровых латералей не ограничено. Каждая латераль снабжена электрическим актуатором. Подобная скважина может обеспечить проходку основного (материнского) ствола с последующим бурением дополнительных стволов (латералей) для максимально эффективного дренирования неоднородных, сложно-построенных карбонатных и терригенных пластов. Для бионических скважин особенно актуальна разработка бескабельных систем управления, в частности создание скважинных клапанов-отсекателей, которые могли бы управляться по радиочастотному коду (RFID – Radio Frequency IDentification, радиочастотная идентификация) или акустическому коду (AFID – Radio Frequency IDentification, акустическая частотная идентификация), при достижении критических значений по обводненности продукции и/или минимальному дебиту.

Была создана модель доразработки месторождения, приуроченного к соляному диапиру. Для этого был использован программный комплекс tNavigator. При моделировании процесса доразработки были рассмотрены несколько вариантов строительства высокотехнологичной добывающей скважины с различным количеством горизонтальных участков (от 4 до 8) и их протяженности, методы разработки с поддержанием пластового давления двумя горизонтальными нагнетательными скважинами без заводнения, см. рис. 6.

Изменение добычи высокотехнологичной скважины в зависимости от количества участков представлено на рисунке 7. Как видно из рисунка 7а, с увеличением количества горизонтальных участков высокотехнологичной скважины, огибающего соляной массив, возрастает годовая добыча со 100 до 280 тыс. т, при этом

возрастает средний дебит высокотехнологичной скважины и коэффициент нефтеотдачи увеличивается на 4,8–7,3%. Из рисунка 7б следует, что процесс поддержания пластового давления обеспечивает существенный прирост дополнительной добычи нефти по сравнению с естественным режимом.

Изменение расстояния между двумя горизонтальными скважинами не оказало существенного влияния на прирост накопленной добычи нефти.

Заключение

Результаты вычислительного эксперимента подтвердили высокую эффективность использования высокотехнологичных горизонтальных скважин для разработки сложнопостроенных подкозырьковых месторождений, приуроченных к солевым диапирам. Проведение численного моделирования помогает снизить риски ошибочных действий путем проверки работоспособности технологических решений по разработке сложнопостроенных месторождений на компьютерной 3D гидродинамической модели. Для созданной модели был определен оптимальный дебит для работы добывающей скважины, протяженность горизонтального участка, огибающего массив соляных пород. Проведено сравнение заводнения с режимом разработки без воздействия на залежь, определены интенсивность закачки, более подходящая для создания равномерного фронта вытеснения, и расположение скважин, способствующее наиболее эффективному вытеснению. Созданная модель позволяет оценить эффективность предложенного метода, влияние конкретных параметров на успех разработки и провести сравнение с другими решениями. ●

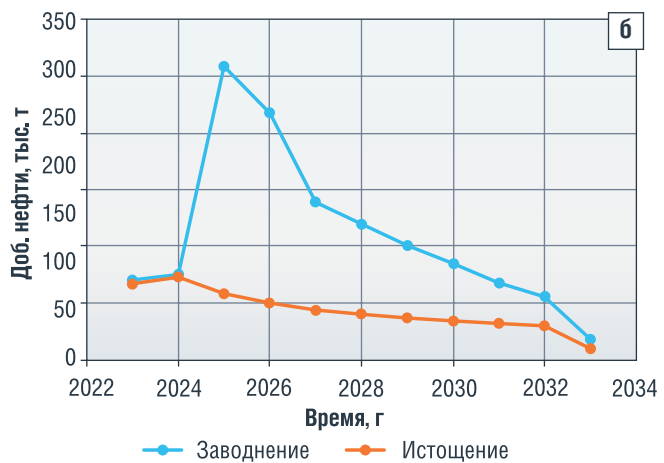
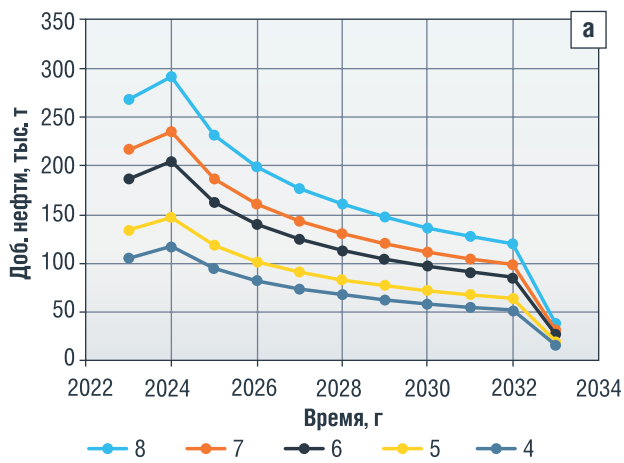
Литература

- Беленицкая Г.А. Соли и нафтиды: глобальные пространственные и кинетические взаимосвязи / Г.А. Беленицкая // Региональная геология и металлогения. – 2014. – № 59. – С. 97–112. – EDN SYCOUB.
- Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
- Cramez C. (2006) Salt Tectonics. Short Course. Universidade Fernando Pessoa Porto, Portugal. Last modification: May. <http://homepage.ufp.pt/biblioteca/SaltTectonicsNovo.htm>.

- Dribus D.R., Dzheksan M.P.A., Kapur D., Smit M.F. (2008) The prize beneath the salt. Neftegazovoe obozrenie, 20 (3), 5–21. (In Russian).
- Баймухаметов А.А., Мартынов Н.И., Танирберген А.Г. Математическое моделирование формирования соляных куполов в земной коре. Алматы, 2017. 242 с.
- Ажгалиев Д.К. Солянокупольная тектоника и нефтегазоносность восточного борта Прикаспийской впадины по данным геофизических методов исследований [Текст] / Д.К. Ажгалиев, Р.А. Валиуллин, А.К. Габбасова, С.М. Исенов // Известия УГУ – 2021. – № 4 (64). – С. 27–42. DOI 10.21440/2307-2091-2021-4-27-42.
- Портнов В.С. Характеристика месторождений нефти и газа прикаспийской впадины [Текст] / В.С. Портнов, С.Н. Петров, М.П. Талерчик // Современные наукоемкие технологии – 2015. – № 1 (1). – С. 69–74.
- Булекбаев З.Е. Новый тип залежей нефти в верхнепермских отложениях на востоке Прикаспия [Текст] / З.Е. Булекбаев, И.Б. Дальян, А.А. Абаханов // Геология нефти и газа – 1992. – № 6 – С. 20–26.
- Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М. Особенности строения южной границы Прикаспийской впадины по геолого-геофизическим данным и перспективы поиска новых скоплений УВ // Bioscience Biotechnology Research Communications. 2019. Вып. 12 (сентябрь). № 5. С. 254–263.
- Нетехническое резюме к Отчету о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Каратобе» [Текст] / К.А. Айшуа; ТОО «IC PETROLEUM» – 01.09.2021 г.
- Григорян А.М. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. М.: Недра. – 1969. – 192 с.
- Строительство скважин в солянокупольных структурах. Актуальные проблемы / Н.А. Еремин, Е.А. Могучева, Н.Е. Лазуткина, М.А. Сребродольская // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 2 (134). – С. 92–95. – EDN AWLXUW.
- Еремин, Н.А. Высокотехнологичные скважины с бионическим профилем для разработки месторождений с высоковязкой и битуминозной нефтью / Н.А. Еремин, П.В. Пятибратов, А.С. Сворцов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 2 (307). – С. 117–135.
- Интеллектуальные системы предупреждения осложнений для безопасного строительства скважин / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, А.Д. Черников, С.О. Бороздин // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 6. – С. 7–13. – DOI 10.24000/0409-2961-2022-6-7-13. – EDN WSKHDO.
- Еремин Н.А. Горизонтальные технологии // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2009. № 3. С. 52–56. EDN KYDBTR.
- Еремин, Н.А. Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти / Н.А. Еремин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 255 – 270. – DOI 10.46689/2218-5194-2022-2-1-255-270. – EDN VFUWYW.
- Еремин, Н.А. Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти / Н.А. Еремин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 255 – 270. – DOI 10.46689/2218-5194-2022-2-1-255-270. – EDN VFUWYW.

KEYWORDS: sub-peak fields, high-tech well, bionic well, horizontal well, multilateral well, branched well, digital well.

РИСУНОК 7. Зависимость добычи нефти высокотехнологичной скважины от количества горизонтальных участков (а) и метода разработки с заводнением и без заводнения (б)



РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТО- НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА ПОЛИМЕРНЫМ ЗАВОДНЕНИЕМ на основе модели линейного вытеснения

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ ШИРОКО ПРИМЕНЯЕТСЯ В НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ. В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССЧИТАНЫ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ЛИНЕЙНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ

POLYMER FLOODING IS WIDELY USED IN A HETEROGENEOUS CASE TO FLATTEN THE INJECTIVITY PROFILE. IN THIS PAPER, THE DEVELOPMENT INDICATORS OF A LAYERED-HETEROGENEOUS RESERVOIR ARE CALCULATED BASED ON A LINEAR DISPLACEMENT MODEL

Ключевые слова: линейное вытеснение, полимерное заводнение, неоднородность.

Чжоу Тяньлань
аспирант

Цинь Шэнь
магистрант

Мо Цзяли
аспирант

Телков Виктор Павлович
научный руководитель,
доцент, к.т.н.

кафедра разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Полимерное вытеснение является одним из самых эффективных методов увеличения нефтеотдачи, т.к. расчет показателей разработки полимерным заводнением имеет большое значение. В процессе разработки нефтяного месторождения жидкость имеет три режима течения: линейный, радиальный и полусферический поток. Линейный – самый простой, данная работа сделана на основе модели линейного вытеснения.

Известно, что степень неоднородности пласта оказывает решающее влияние на нефтеотдачу. Неоднородность является фактором, определяющим эффективность разработки месторождений и величину коэффициента охвата при заводнении. Для проведения разработки нефтяного месторождения важно учитывать слоистую неоднородность пласта. В этом случае пласт представляет собой несистемное распределение различных пород, составляющих пропластки, каждый из которых характеризуется собственным набором геолого-физических свойств.

Для расчета необходимо сгенерировать распределение проницаемости по вертикали, используя коэффициент Дикстра-Парсонса. Коэффициент означает неоднородность пласта. Значение меняется от нуля до одного.

$$\ln k = \ln \hat{k} + \sqrt{2} \cdot \sigma \cdot \operatorname{erf}^{-1}(1 - 2 \cdot FGT)$$

$$\sigma = \ln\left(\frac{1}{1 - V_{DP}}\right)$$

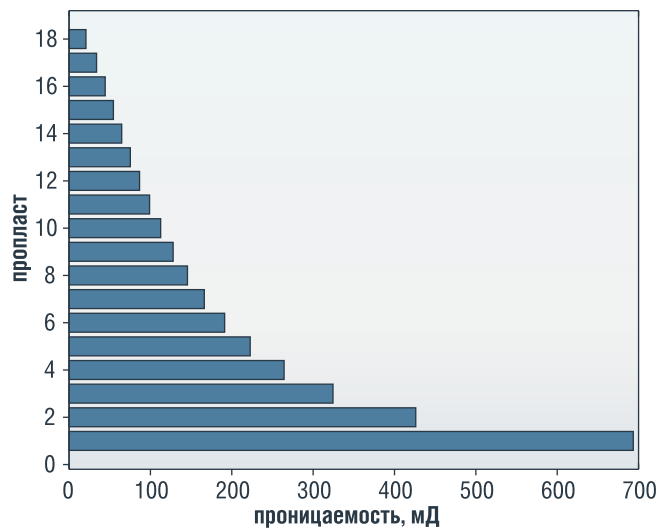
$$FGT = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{2 \cdot i - 1}{2}\right)$$

где $\hat{k}$ – среднее геометрическое значение проницаемости, FGT – fraction greater than, вероятный процент образцов в выборке, имеющих более

высокую проницаемость; i – номер пропластка (номер индекса); n – количество пропластков; σ – дисперсия натуральных логарифмов значений проницаемости.

Параметры	Значение
Среднее геометрическое значение проницаемости, Д	0,12
Коэффициент Дикстра-Парсонса, V_{DP}	0,6
Количество пропластков, n	18
Общая мощность h , м	18
Коэффициент подвижности для закачки воды без полимера, ед.	9
Коэффициент подвижности для закачки воды с полимером, ед.	2
Вязкость воды μ_w , сП	1
Относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности k_{rw}	0,7
Пористость ϕ , д. ед.	0,25
Изменение в нефтенасыщенности $S_o - S_{or}$, д. ед.	0,4
Перепад давления, кПа	7000
Длина пласта L , м	400
Ширина пласта w , м	100
Максимальная обводненность, при достижении которой проект должен быть остановлен, %	95

Зная среднее геометрическое значение проницаемости, количество пропластков и коэффициент Дикстра-Парсонса, можно рассчитать проницаемость по вертикали по формулам. На рисунке показано распределение проницаемости.



Пусть при заводнении общее падение давления в пласте остается постоянным:

$$\Delta P = \Delta P_w + \Delta P_o$$

$$q_w = q_o = q$$

Применяя закон Дарси:

$$q_w = \frac{k \cdot k_{rw} \cdot w \cdot h \cdot \Delta P_w}{\mu_w \cdot z}$$

$$q_o = \frac{k \cdot k_{ro} \cdot w \cdot h \cdot \Delta P_o}{\mu_o \cdot (L - z)}$$

$$\Delta P = \frac{q \cdot \mu_w \cdot z}{k \cdot k_{rw} \cdot w \cdot h} + \frac{q \cdot \mu_o \cdot (L - z)}{k \cdot k_{ro} \cdot w \cdot h}$$

Коэффициент подвижности:

$$M = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{ro} / \mu_o}$$

Объем закачиваемой воды:

$$V_w = w \cdot h \cdot z \cdot \phi \cdot (S_o - S_{or})$$

Объемный расход флюидов:

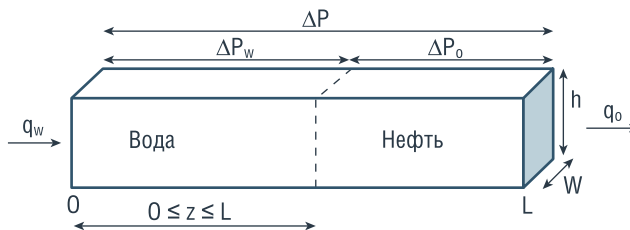
$$q = \frac{d}{dt} \cdot V_w$$

В итоге получаем соотношение глубины пропитки на длину пласта:

$$\frac{z}{L} = \frac{-M + \sqrt{M^2 + 2 \cdot (1 - M) \cdot \frac{k \cdot (\frac{k_{rw}}{\mu_w}) \cdot \Delta P}{\phi \cdot (S_o - S_{or}) \cdot L^2} \cdot t}}{(1 - M)}$$

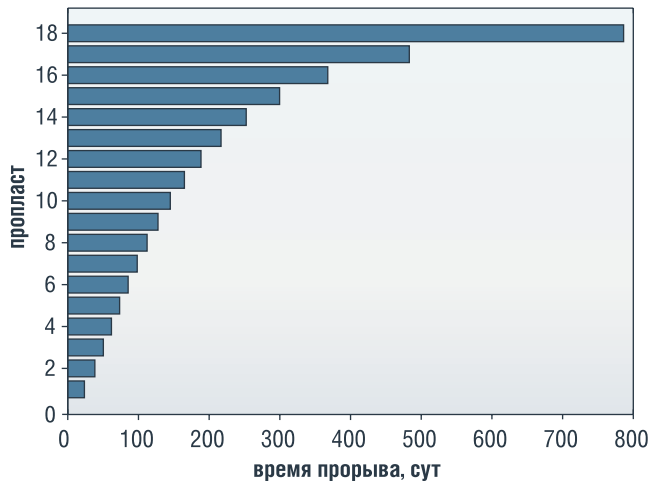
Когда прорывается вода, это соотношение составляет один, и так можно рассчитать время прорыва воды:

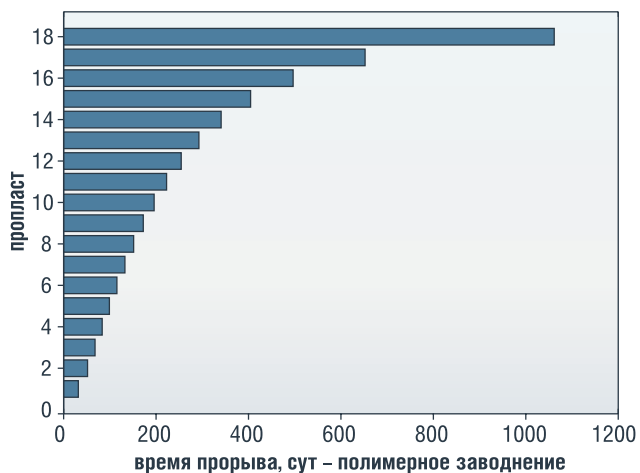
$$t_{bt} = \frac{(1 + M) \cdot L^2 \cdot \phi \cdot (S_o - S_{or})}{2 \cdot k \cdot (\frac{k_{rw}}{\mu_w}) \cdot \Delta P}$$



где z – расстояние до фронта вытеснения; h – мощность пласта; w – ширина пласта; L – длина пласта; q_w – объемный расход воды; q_o – объемный расход нефти; ΔP – перепад давления в пласте; ΔP_w – перепад давления в водной части пласта; ΔP_o – перепад давления в нефтяной части пласта.

Получаем графики времени прорыва:





Получая распределение проницаемости, можно построить прогнозы по добыче нефти и коэффициенту охвата по мощности для двух стратегий разработки: заводнение и полимерное заводнение.

До времени прорыва рассматривается только добыча нефти, после прорыва добывается только вода.

Выражение для расхода:

$$q = \frac{k \cdot \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) \cdot h \cdot \Delta P}{M \cdot L + z \cdot (1 - M)}$$

Обводненность добываемой продукции:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

При полимерном заводнении нужно рассчитать вязкость полимерного раствора.

Выражение для расчета коэффициента подвижности:

$$M = \frac{k_{rw}}{\mu_o}$$

Зная M, k_{rw} и μ_w ,

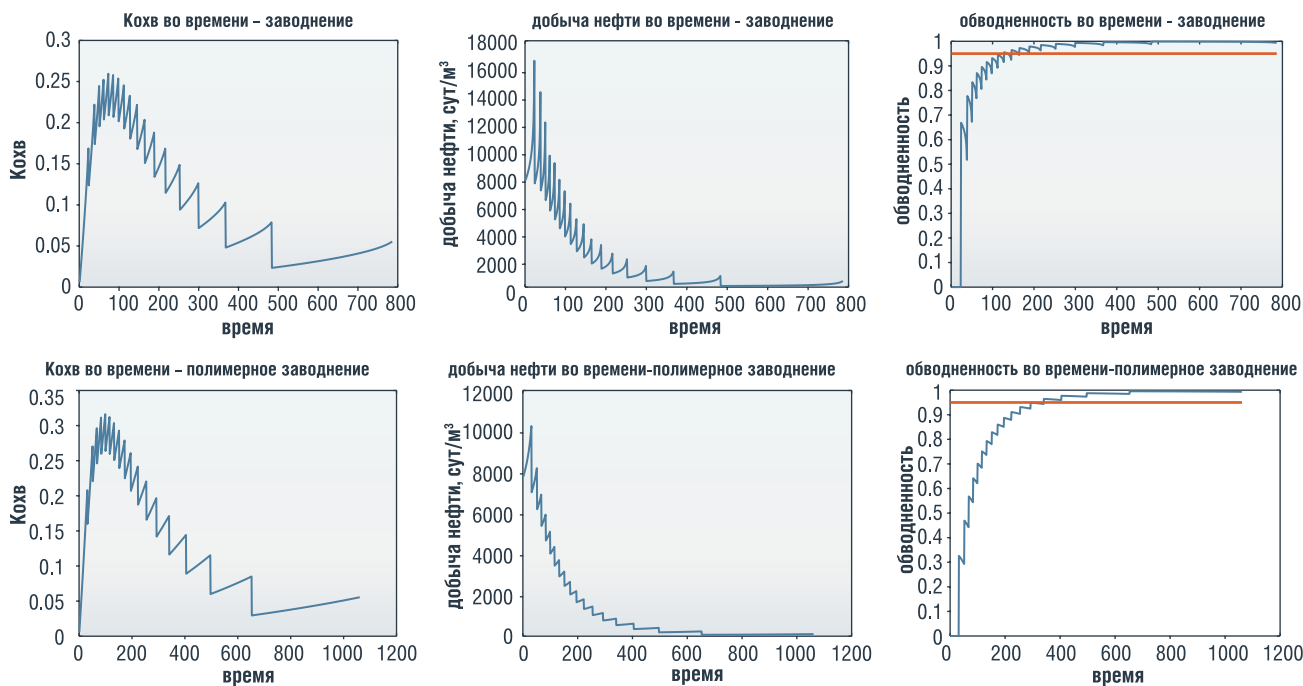
$$\frac{k_{ro}}{\mu_o} = \frac{k_{rw}}{\mu_w} / M = \frac{0.7}{9}$$

$$\mu_{polymer} = \frac{k_{rw}}{M \cdot \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)} = \frac{0.7}{\frac{0.7}{9} \cdot 2} = 4.5 \text{ сП}$$

Построены графики зависимости коэффициента охвата, добычи нефти и обводненности во времени:

На основе графиков можем сделать следующие выводы:

- 1) При сравнении заводнения и полимерного заводнения видно, что полимерный раствор способствует выравниванию фронта вытеснения, в результате этого время прорыва больше, водный раствор проникает глубже, значение коэффициента охвата выше, чем при заводнении.
- 2) Со временем коэффициент охвата снижается.
- 3) Из-за высокой вязкости полимерного раствора нефть вытесняется медленнее, накопленная добыча нефти становится выше.
- 4) Благодаря высокой вязкости полимерного раствора фронт вытеснения ровнее, обводненность ниже, чем традиционное заводнение в то же время, время достижения обводненности 95 % позднее. ●



Литература

1. Шевелев, А.П. Разработка математических моделей для прогнозирования характерных линейных размеров зоны дренирования пласта и воздействия дисперсных частиц на пласт с трещиной авто-ГРП / А.П. Шевелев, А.Я. Гильманов, Е.П. Канонирова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 12. – С. 111–121. – DOI 10.18799/24131830/2022/12/3778.
2. Belgrave, J.D.M., & Win, T. (1993, January 1). Vertical Sweep Efficiency and Oil Recovery from Gas Injection in Heterogeneous Horizontal Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26085-MS.

KEYWORDS: linear displacement, polymer flooding, heterogeneity.

РЕМОНТ СКВАЖИН: конкурентоспособный сервис

С МОМЕНТА ОСНОВАНИЯ АО «ССК» РАБОТЫ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН ОСУЩЕСТВЛЯЛИСЬ НЕФТЕЮГАНСКИМ ФИЛИАЛОМ КОМПАНИИ. В 2017 ГОДУ ФИЛИАЛ «РЕМОНТ СКВАЖИН» (ФРС) СТАЛ САМОСТОЯТЕЛЬНЫМ ПОДРАЗДЕЛИЕМ. КАК РАЗВИВАЛСЯ ФИЛИАЛ В КАЧЕСТВЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ПОДРАЗДЕЛИЯ И КАКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ УДАЛОСЬ ДОСТИЧЬ ЗА ЭТИ ШЕСТЬ ЛЕТ?

THE NEFTEYUGANSK BRANCH OF THE COMPANY HAS CARRIED OUT WORK ON WELL REPAIR SINCE THE FOUNDATION OF SIBERIAN SERVICE COMPANY JSC. IN 2017, THE WELL REPAIR BRANCH (WRB) BECAME AN INDEPENDENT DIVISION. HOW DID THE BRANCH DEVELOP AS AN INDEPENDENT UNIT, AND WHAT RESULTS HAVE BEEN ACHIEVED OVER THESE SIX YEARS?

Ключевые слова: ремонт скважин, бурение, нефтесервис, Нефтеюганский филиал, добыча нефти.

Людмила Фризицкая

специалист по связям
с общественностью
АО «ССК»

Сегодня ФРС базируется в городе Ноябрьске. Сопутствующий сервис востребован везде, где добывают нефть и бурят скважины. Задача бригад ТКРС – восстановить и сохранить проектные параметры действующих скважин. На месторождениях, которые исчерпали свой запас, услуги по ремонту необходимы для качественной и безопасной консервации и ликвидации скважин.

У работников бригад труд физически тяжелый, по-настоящему мужской. Сложнейшие ремонтные операции проводятся под землей, часто на глубинах 3500 и более метров. За смену приходится поднимать и переносить до 40 тонн труб и инструментов. Передвигаться со скважины на скважину необходимо оперативно, работать

зачастую в сложных природно-климатических условиях. Такое испытание по силам только очень подготовленному человеку, крепкому физически и сильному духом.

«ССК уделяет большое внимание долгосрочным социальным программам и поддержанию конкурентоспособной системы оплаты труда высококвалифицированного персонала, – рассказал директор филиала «Ремонт скважин» Александр Яковлев. – Для мотивации работников бригад ТКРС с 1 марта 2023 года прошло очередное индексирование заработной платы, пересмотрена система мотивации за высокую выработку и введено дополнительное премирование за своевременное и качественное выполнение текущего и капитального ремонта скважин».

За 6 лет работы в качестве обособленного подразделения филиал «Ремонт скважин» существенно увеличил объемы и географию производства.

Эти процессы являются непрерывными, а также меры по подбору дополнительного персонала на новые проекты, по улучшению условий программ лояльности, которые являются важным фактором на пути к повышению эффективности предприятия в целом. ●

СПРАВКА:

АО «Сибирская Сервисная Компания» – одно из предприятий-лидеров отечественного нефтесервисного комплекса России. Предоставляет широкий спектр услуг, включающий поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, их текущий и капитальный ремонт, технологическое сопровождение бурения. В компании трудятся более 4 тысяч сотрудников

KEYWORDS: well repair, drilling, oil service, Nefteyugansk branch, oil production.

ПРОХОДКА В ХЕМОГЕННЫХ ПОРОДАХ

Анализ проблем разработки рецептуры бурового раствора

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.

Соломенникова
Арина Ивановна

студент кафедры бурения
скважин
Санкт-Петербургского горного
университета

Гореликов
Владимир Георгиевич

профессор кафедры
механики
Санкт-Петербургского горного
университета,
д.т.н.

Соколова
Мария Михайловна

студент кафедры бурения
скважин
Санкт-Петербургского
горного университета

Силичев
Никита Михайлович

студент кафедры
бурения скважин
Санкт-Петербургского
горного университета

В СВЯЗИ С СОКРАЩЕНИЕМ РАЗВЕДАННЫХ И ПОДТВЕРЖДЕННЫХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕГЛУБОКОЙ НЕФТИ И ГАЗА, СЛОЖНЫЕ И ГЛУБИННЫЕ ЗАЛЕЖИ СТАНОВЯТСЯ НАИБОЛЕЕ ИНТЕРЕСНЫМИ В ПЛАНЕ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТЕВЛОВ. БУРЕНИЕ ТАКИХ СКВАЖИН СОПРОВОЖДАЕТСЯ СЛОЖНЫМИ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НАЛИЧИЕМ ТЕРРИГЕННО-ХЕМОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШОЙ ТОЛЩИНЫ. ВЫСОКАЯ ТЕМПЕРАТУРА И ДАВЛЕНИЕ, А ТАКЖЕ ПОВЫШЕННАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ОКАЗЫВАЮТ НЕГАТИВНОЕ ВЛИЯНИЕ НА СТАБИЛЬНОСТЬ И РЕОЛОГИЮ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ. КЛЮЧЕВОЙ ЗАДАЧЕЙ ДАННОЙ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ХЕМОГЕННЫХ ПОРОД, А ТАКЖЕ РАЗРАБОТКА УСТОЙЧИВОЙ К СОЛЯМ СИСТЕМЫ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ В ДАЛЬНЕЙШЕМ РЕШИТЬ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

DUE TO THE REDUCTION OF DISCOVERED AND PROVED RESERVES OF SHALLOW OIL AND GAS FIELDS, COMPLEX AND DEEP DEPOSITS ARE BECOMING THE MOST INTERESTING IN TERMS OF FIELD EXPLORATION. NOWADAYS, ONE OF THE PROMISING METHODS FOR INTENSIFYING HYDROCARBON PRODUCTION IS THE DEVELOPMENT OF FIELDS USING HORIZONTAL WELLS AND SHAFTS. COMPLEX MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS, REPRESENTED BY THE PRESENCE OF TERRIGENOUS-CHEMOGENIC DEPOSITS OF GREAT THICKNESS, ACCOMPANY THE DRILLING OF SUCH WELLS. HIGH TEMPERATURE AND PRESSURE, AS WELL AS INCREASED SALINITY, HAVE A NEGATIVE IMPACT ON THE STABILITY AND RHEOLOGY OF DRILLING FLUIDS. THE KEY OBJECTIVE OF THIS WORK IS TO ANALYZE THE POSSIBLE COMPLICATIONS THAT ARISE IN THE PROCESS OF DRILLING CHEMOGENIC ROCKS, AS WELL AS TO DEVELOP A SALT-RESISTANT SYSTEM THAT WILL FURTHER SOLVE EXISTING PROBLEMS IN DRILLING WELLS

Ключевые слова: хемогенные отложения, буровой раствор, вскрытие продуктивных пластов, свойства раствора, полимер, вязкость.

Геологические разрезы многих нефтегазовых районов представлены хемогенными породами (Восточная Сибирь, Прикаспийская синеклиза, Среднее Поволжье и др.). На буровые растворы, используемые в таких условиях, активно воздействуют соли. Их текучесть и склонность к релаксации напряжений создают

значительные трудности при проводке скважин [3–11]. За счет воздействия горного давления в приствольной зоне будет наблюдаться течение солей, а в случае наличия хрупких, непрочных пород – обрушения, обвалы и т.п. Также наблюдаются искусственные потери устойчивости: растворение и размывание стенок скважин. В процессе растворения соли снижается качество бурового раствора, а осложнения проявляются в виде каверн или сужений ствола скважины.

Для улучшения технологических свойств растворов в осложненных и соленосных отложениях необходимо правильно выбирать химические реагенты, для чего необходимо иметь полные сведения о характере геологического разреза, температуре и минерализации.

При «проведении вскрытия продуктивных пластов все чаще используют полимерные буровые растворы с низким содержанием дисперсной фазы. Они позволяют снизить величину скин-эффекта и повысить коэффициент восстановления проницаемости пласта» [1]. «В последнее время во многих нефтегазовых компаниях бурение основного ствола скважины проводят с применением дорогостоящих импортных полимеров, что существенно увеличивает себестоимость работ» [12]. «Высокая стоимость реагентов делает актуальным разработку методов вскрытия горизонтов с использованием новых буровых промывочных жидкостей на основе отечественных полимеров, более дешевых по сравнению с импортными аналогами» [13, 14]. Что касается экологических проблем, то использование БР на водной основе представляет наибольший интерес, так как водорастворимые полимеры (природные и синтетические) с точки зрения влияния на экологию являются наименее опасными.

Методы и материалы

Для предотвращения возможных осложнений и аварий, а также обеспечения высоких скоростей бурения к раствору выдвигается ряд требований: компоненты должны быть доступны и не иметь высокую стоимость; раствор не должен загрязнять окружающую среду; очистной агент должен обладать химической нейтральностью по отношению к разбуриваемым породам и не вызывать их диспергирование и набухание. «Плотность разработанной рецептуры должна быть достаточна для противодействия пластовому давлению, а раствор обладать достаточной способностью к тиксотропному упрочнению в покое и иметь стабильные показатели параметров под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважине» [15–19].

ТАБЛИЦА 1. Составы полимерных растворов

Компонент	Содержание			
	Раствор № 1	Раствор № 2	Раствор № 3	Раствор № 4
Вода	1000 мл	900 мл	1000 мл	1000 мл
Ксантановая смола (MexGum)	6 г	4 г	3 г	3 г
К-М 013	16 г	12 г	10 г	12 г
NaCl	50 г	250 г	120 г	150 г
PM-400	170 г	200 г	200 г	300 г

ТАБЛИЦА 2. Свойства полимерных растворов

Параметр	Значение		
	Раствор № 2	Раствор № 3	Раствор № 4
Плотность, г/см³	1,15	1,2	1,28
Условная вязкость, сек.	23	26	35
СНС 1 мин, Па	9,18	6,12	12,24
СНС 10 мин, Па	12,24	9,18	15,3
Коэффициент тиксотропии, θ_{10}/θ_1	1,3	1,5	1,25
Водоотдача, см³/30 мин	6	10	5
Толщина фильтрационной корки, мм	2	2	1
pH	8	8	8
Суточный отстой, %	<1	<1	<1

С этой целью было приготовлено и исследовано четыре рецептуры на хлорид натрияевой основе плотностью 1,1–1,2 г/см³ с добавлением отечественной полимерной композиции «Комета-Метеор 013» (К-М 013). Составы и свойства полученных растворов отображены в таблице 1.

Присутствие в растворе хлористого натрия (NaCl) позволяет обеспечить необходимую минерализацию, плотность жидкости, а также улучшает термостабильность. В качестве структурообразователя использовалась ксантановая камедь, обладающая термостойкостью до 120 °С. В результате исследования было видно, что ксантановая смола обладает хорошими структурообразующими свойствами, однако увеличение концентрации с 3 до 6 г/л приводит к значительному росту условной вязкости – раствор № 1, поэтому дальнейшему изучению реологических свойств не подлежал. Для регулирования реологии и фильтрации добавлялся

компонент К-М 013. В качестве утяжелителя использовалась мраморная крошка PM-400.

Для дальнейшего изучения реологии были выбраны растворы № 2–4, обладающие необходимой плотностью и вязкостью для того, чтобы противодействовать пластовому давлению со стороны горных пород. Составы и свойства растворов отображены в таблицах 1 и 2 соответственно.

При приготовлении растворов № 4 и № 2 была внесена корректировка – увеличение реагента К-М 013 до 12 г для улучшения реологических свойств. Растворы 4 и 2 имеют хорошие значения коэффициента тиксотропии и способны удерживать частицы утяжелителя и шлама во взвешенном состоянии при длительной остановке циркуляции.

Для описания реологии буровых растворов существует несколько моделей (табл. 3). Каждая из них описывает связь между скоростью

РИСУНОК 1. Филтрационная корка, образованная в растворах № 2, № 3 и № 4

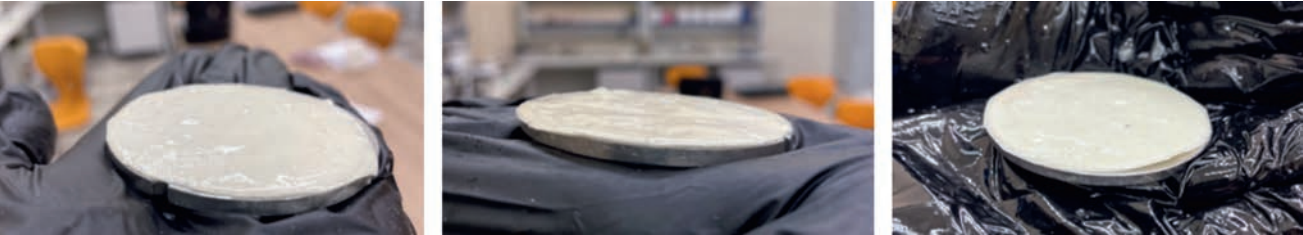


ТАБЛИЦА 3. Реологические модели жидкостей

Реологичесая модель	Закон течения
Ньютоновская жидкость	$\tau = \mu \dot{\gamma}$
Вязкопластическая жидкость Шведова-Бингама	$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}$
Степенная модель Оствальда-де-Вааля	$\tau = K(\dot{\gamma})^n$
Модель Хершеля-Баркли	$\tau = \tau_0 + K(\dot{\gamma})^n$
где τ – касательные напряжения (напряжение сдвига); μ – динамическая вязкость; τ_0 – динамическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость; $\dot{\gamma}$ – градиент скорости (скорость сдвига); K – коэффициент консистенции; n – показатель нелинейности	

жидкости и возникающим в среде напряжением сдвига при ламинарном режиме течения. Модель Ньютоновской жидкости редко используется в отношении буровых растворов, поскольку примером такой жидкости является вода. Модель Шведова-

Бингама чаще применяется к глинистым растворам, но полимерные растворы ведут себя иначе, поэтому для них используют степенную модель Оствальда-де Вааля или модель Хершеля-Балкли, которая является обобщением модели

Оствальда-де Вааля, за счет учета динамического напряжения сдвига.

Коэффициент консистенции «К» характеризует способность бурового раствора удалять шлам (чем он выше, тем эффективнее очистка скважины), а показатель нелинейности «n» влияет на профиль скоростей течения жидкости (чем он меньше, тем равномернее их распределение и, соответственно, лучше выносная способность очистного агента; он должен быть меньше единицы).

Для построения модели необходимы соответствующие коэффициенты. Чтобы их определить, воспользуемся программным комплексом «Бурсофтпроект v16.8». Полученные показания вискозиметра FANN 35SA вводят в программу и получают значение коэффициента консистенции «К» и значение показателя нелинейности «n» (рисунок 2).

На основании полученных результатов были построены графики реологических моделей для полимерных растворов на солевой основе № 4 и № 2 (рисунки 3, 4). Реологические уравнения построены при помощи

РИСУНОК 2. Пример ввода показаний для нахождения коэффициентов реологических моделей

Реология жидкостей в вискозиметре FANN				
RPM, мин ⁻¹	Показания по шкале, фунт/100фут2	Скорость сдвига, сек ⁻¹	Напряжение сдвига, фунт/100фут2	Вязкость, сПз
600	18	1021,8	19,2	9,0
300	10	510,9	10,7	10,0
200	8	340,6	8,5	12,0
100	6	170,3	6,4	18,0
6	4	10,2	4,3	200,0
3	3	5,1	3,2	300,0
Показатель нелинейности n:				0,85
Показатель консистенции K, Пз (дин-сек/см2):				0,26
Показатель консистенции K, сПз:				26

РИСУНОК 3. Реологические кривые полимерного раствора № 2 и № 4

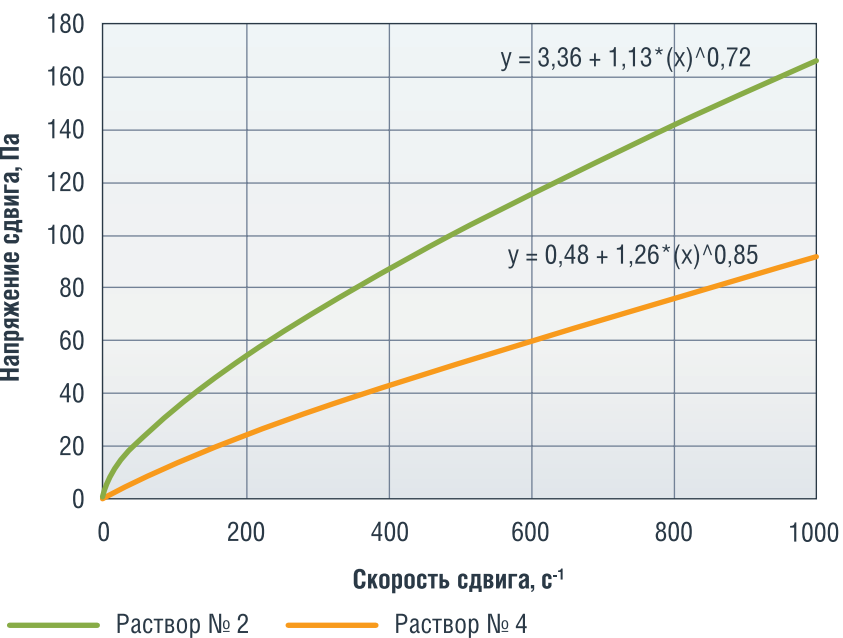
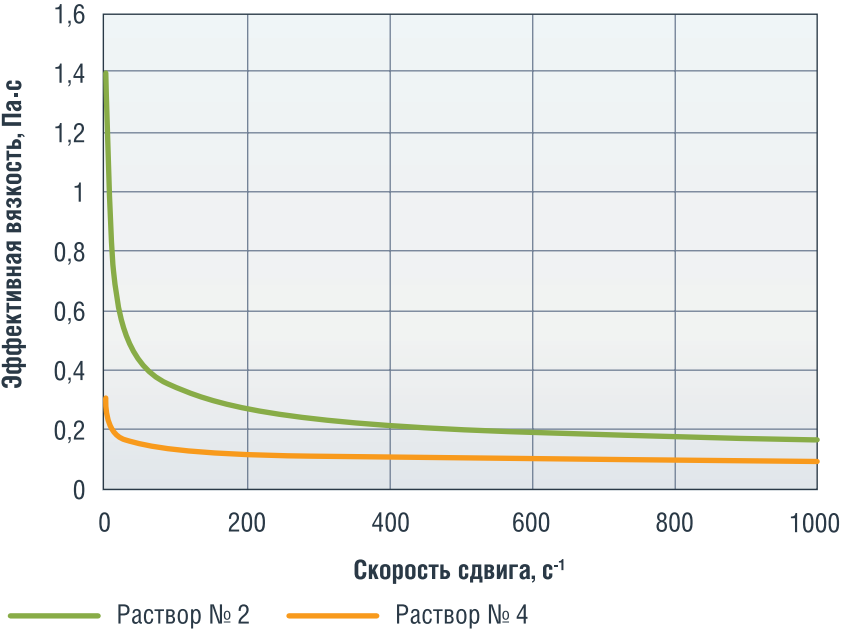


РИСУНОК 4. График зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига (раствор № 2 и № 4)



модели Хершеля-Балкли, где τ_0 – динамическое напряжение сдвига равно 0,48 и 3,36 соответственно.

Эффективная вязкость, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора в кольцевом пространстве и определяющая его транспортирующую способность, является одним из наиболее важных показателей, позволяющим характеризовать сумму вязкостного и прочностного сопротивлений течению БР [20].

Выводы

На данный момент актуальным является создание рецептур буровых растворов, устойчивых к действию солей, высоких температур и давлений. При разработке системы важно подбирать экологически безопасные реагенты, оказывающие минимальное воздействие на окружающую среду. В рамках исследования были выполнены эксперименты для оценки реологического поведения разработанных систем с учетом влияния минерализации. В рамках дальнейшего исследования планируется проведение серии экспериментов с учетом влияния температуры и давления близких к пластовым условиям. Проанализированы имеющиеся экспериментальные данные, проведен сравнительный

анализ. В результате проведенных исследований лучшие реологические свойства показал разработанный буровой раствор № 2. Раствор имеет допустимое значение водоотдачи, что позволит добиться устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины. ●

Литература

- Маликов Н.И. Применение БГС и ГС с целью довыработки запасов // Инновационные научные исследования. – 2022. – № 19. – С. 61–67.
- Li M., Wu Q., Han J., Mei C., Lei T., Lee S., Gwon J. Overcoming salt contamination of bentonite water-based drilling fluids with blended dual-functionalized cellulose nanocrystals // ACS Sustain. Chem. Eng. – 2020. – Т. 8. – pp. 11569–11578. DOI: 10.1021/acssuschemeng.0c02774.
- Никишин В.В., Блинов П.А., Гореликов В.Г., Терехин В.А. Российские и зарубежные роторно-управляемая системы / Деловой журнал Neftegaz.RU, № 1, 2023. С 52–58.
- Блинов П.А., Никишин В.В., Болдырев С.А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях // Neftegaz.RU. – 2022. – № 8.
- Dvoynikov M.V., Blinov P.A. Rheological and Filtration Parameters of the Polym Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // Journal of Engineering and Applied Sciences – 2020. – Vol. 15, pp. 694-697. DOI: 10.36478/jeasci.2020.694.697.
- Бабаян Э.В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление / Э.В. Бабаян. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство «Инфра-Инженерия», 2018. – 252 с. – ISBN 978-5-9729-0237-8. – EDN XHVZLR.
- Двойников М.В., Нуцкова М.В., Блинов П.А. Developments Made by the Well Drilling Department of St. Petersburg Mining University in the Field of Drilling Fluids // International Journal of Engineering, Transactions A: – 2020. – № 4. – Vol. 33. – pp. 702–711. DOI: 10.5829/ije.2020.33.04.22.

- Уляшева Н.М., Леушева Е.Л., Галишин Р.Н. Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно-направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости // Записки Горного Института, № 244, 2020. С. 454–461. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.8.
- Morenov V., Leusheva E., Tianie Liu. Development of a Weighted Barite-Free Formate Drilling Mud for Well Construction under Complicated Conditions // Polymers – 2020. – № 24. – Vol. 13. – pp. 1–13. DOI: 10.3390/polym13244457.
- Меньшикова А.А., Деминская Н.Г. Совершенствование технологии буровых растворов в терригенно-солевых отложениях // Научные исследования и инновации. – Т. 5. – № 2. – С. 55–57.
- Дернов Д.А. Обоснование эффективных составов промывочных жидкостей на основе акриловых полимеров для вскрытия продуктивных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Санкт-Петербург, 2006. – 169 с.: ил. РГБ ОД, 61 06-5/3039
- Дернов Д.А. Обоснование эффективных составов промывочных жидкостей на основе акриловых полимеров для вскрытия продуктивных пластов: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дернов Денис Алексеевич. – Санкт-Петербург, 2006. – 19 с. – EDN NKBSO.
- Dvoynikov, M., Sidorov, D., Kambulov, E., Rose, F., Ahiyarov, R. (2022). Salt Deposits and Brine Blowout: Development of a Cross-Linking Composition for Blocking Formations and Methodology for Its Testing. Energies, 15(19),7415. DOI: 10.3390/en15197415.
- Leusheva E., Morenov V., Tabatabaee Moradi S. Effect of Carbonate Additives on Dynamic Filtration Index of Drilling Mud // International Journal of Engineering. – 2020. – Vol. 33 – Issue 5. – pp. 934-939. DOI: 10.5829/ije.2020.33.05B.26.
- Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы // Журнал Георесурсы. – 2017. – С. 194–207. DOI: 10.18599/grs.19.20.
- Гайдуков Л.А. Исследование структуры околоскважинных зон на различных стадиях разработки засоленных коллекторов с текстурной смачиваемостью // Журнал Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 112–117. DOI: 10.18599/grs.2021.1.12.
- Жемчугова В.А., Ахманов Г.Г., Наумчев Ю.В., Панков В.В., Карношина Е.Е. Седиментационно-емкостная модель подсолевых отложений Южного Предуралья и сопредельных территорий // Журнал Георесурсы – 2021. – Т. 21. – № 2. – С. 94–109. DOI: 10.1109/JESTPE.2020.2988447.
- Леонтьев Д.С., Ваганов Ю.В., Шалапин Д.В. и др. Технология разработки неоднородной залежи массивного типа с газонефтяным и водонефтяным контактами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 4. – С. 193–201. DOI 10.18799/24131830/2022/4/3293.
- Degtjarov, F. V. Evaluation of mineral and organic inhibitor effects on bentonite clay // Georesursy. – 2018. – Vol. 20. – № 4. – P. 355-358. DOI 10.18599/grs.2018.4.355-358.
- Li P., Xu Y., Liu Y., Feng J., Hui B., Feng Y., Hu M., Guo J. Terpolymer with rigid side chain as filtrate reducer for water-based drilling fluids // J. Appl. Polym. Sci. – p. 138. DOI:10.1002/app.50237.

KEYWORDS: *chemogenic deposits, drilling mud, opening of productive layers, properties of the solution, polymer, viscosity.*

ПРИМЕНЕНИЕ НИЗКО- И ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ для увеличения коэффициента охвата вытеснением

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, В Т.Ч. ХИМИЧЕСКИХ, ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ЗА СЧЕТ МОБИЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ, ЧТО ПОВЫШАЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН. ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ХМУН, КОТОРОЕ УСПЕШНО ИСПОЛЬЗУЕТСЯ УЖЕ НЕСКОЛЬКО ДЕСЯТИЛЕТИЙ. В ЭТОМ МЕТОДЕ ПОЛИМЕР ДОБАВЛЯЕТСЯ В ЗАКАЧИВАЕМУЮ ВОДУ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ УМЕНЬШЕНИЯ ЕЕ ПОДВИЖНОСТИ. ПРОЦЕССЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЯЗКОСТИ, СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ВОДНОЙ ФАЗЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ В ХОДЕ ЗАГУЩЕНИЯ, УЛУЧШАЮТ МАКРОСКОПИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ. ИЗВЕСТНО, ЧТО В ПОРОВОМ МАСШТАБЕ ВЯЗКОУПРУГОСТЬ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ПАРАМЕТРОМ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ МИКРОСКОПИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОХВАТА. ОДНАКО ЭТА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОХВАТА ЗАВИСИТ ОТ ТАКИХ ФАКТОРОВ, КАК ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ТЕМПЕРАТУРА, СОЛЕННОСТЬ, СМАЧИВАЕМОСТЬ, КАПИЛЛЯРНОЕ ЧИСЛО, НЕОДНОРОДНОСТЬ И Т.Д. АВТОРЫ СТАТЬИ ОБОБЩАЮТ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ НА ВЯЗКОУПРУГОСТЬ, ЗАГУЩАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ, АДСОРБЦИЮ, МЕХАНИЧЕСКОЕ РАЗРУШЕНИЕ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ. А ТАКЖЕ ПРИВОДЯТ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ЗАВОДНЕНИЯ – КЛАССИЧЕСКОГО И ПОЛИМЕРНОГО, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ АКТУАЛЬНОСТЬ ВЫБРАННОЙ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И НЕОБХОДИМОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ ПОВЕДЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ, ОБЛАДАЮЩИХ РАЗЛИЧНЫМИ ВЯЗКОУПРУГИМИ СВОЙСТВАМИ

APPLICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS, INCL. CHEMICAL, ALLOWS YOU TO IMPROVE THE OIL RECOVERY FACTOR DUE TO THE MOBILIZATION OF RESIDUAL OIL, WHICH INCREASES THE PRODUCTIVITY OF OIL WELLS. POLYMER FLOODING IS ONE OF THE MOST COMMON CMORI AND HAS BEEN SUCCESSFULLY USED FOR SEVERAL DECADES. IN THIS METHOD, A POLYMER IS ADDED TO THE INJECTED WATER TO MAINTAIN RESERVOIR PRESSURE IN ORDER TO REDUCE ITS MOBILITY. THE PROCESSES OF INCREASING VISCOSITY, REDUCING THE PERMEABILITY OF THE AQUEOUS PHASE, OBTAINED DURING THICKENING, IMPROVE THE MACROSCOPIC EFFICIENCY OF OIL DISPLACEMENT. IT IS KNOWN THAT, AT THE PORE SCALE, VISCOELASTICITY IS ALSO A KEY PARAMETER THAT DETERMINES MICROSCOPIC SWEEP EFFICIENCY. HOWEVER, THIS SWEEP EFFICIENCY DEPENDS ON FACTORS SUCH AS PERMEABILITY, TEMPERATURE, SALINITY, WETTABILITY, CAPILLARY NUMBER, INHOMOGENEITY, ETC. THE AUTHORS OF THE ARTICLE SUMMARIZE THE RESULTS OF STUDIES OF THE INFLUENCE OF MOLECULAR WEIGHT ON VISCOELASTICITY, THICKENING ABILITY, ADSORPTION, MECHANICAL DESTRUCTION, OIL RECOVERY FACTOR. THEY ALSO PROVIDE THE RESULTS OF CALCULATIONS OF HYDRODYNAMIC MODELS OF VARIOUS FLOODING SCENARIOS: CLASSICAL AND POLYMERIC, WHICH CONFIRMS THE RELEVANCE OF THE CHOSEN RESEARCH TOPIC AND THE NEED TO STUDY THE BEHAVIOR OF POLYMER SOLUTIONS IN THE PORE SPACE WITH DIFFERENT VISCOELASTIC PROPERTIES

Ключевые слова: раствор полимера, молекулярная масса, реологические свойства, вязкоупругое поведение, механическое разрушение.

Коне Ахмед

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

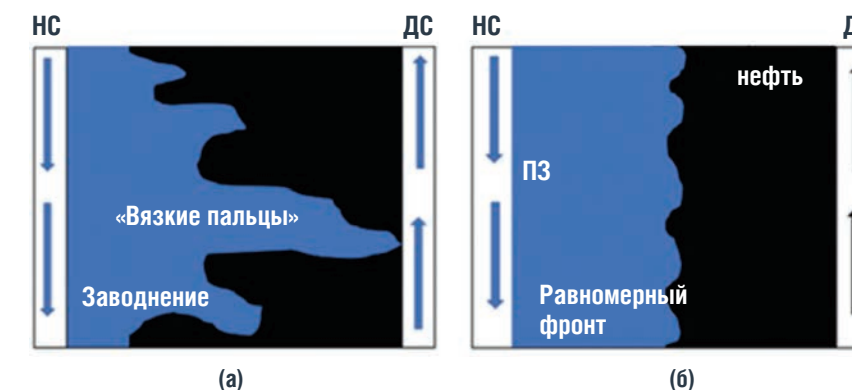
Раупов Инзир Рамилевич

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

Полимерное заводнение представляет собой закачку воды, загущенной синтетическими полимерами для повышения ее вязкости. Это приводит к более высокому значению вязкости при равных скоростях закачки и, следовательно, к снижению подвижности воды в пласте и, следовательно, коэффициента мобильности M , определяемого как отношение подвижности вытесняющей жидкости (т.е. воды) к подвижности вытесняемой жидкости (нефти) (рис. 1).

Конечная цель данной технологии заключается в улучшении эффективности охвата пласта процессом заводнения [2]. Эффективность охвата показывает, насколько быстро или эффективно закачиваемая жидкость течет через весь объем резервуара. Низкая эффективность охвата приводит к раннему прорыву воды и замедлению добычи нефти после прорыва, что приводит к экономическим потерям. Причиной низкой эффективности охвата может быть либо неблагоприятное

РИСУНОК 1. Процесс заводнения ($M > 1,0$) (а), процесс полимерного заводнения ($M < 1,0$) (б): НС – нагнетательная скважина, ДС – добывающая скважина, ПЗ – полимерное заводнение [3]



соотношение подвижностей между нефтью и водой, либо чрезмерная неоднородность коллектора.

Частично гидролизированный полиакриламид (НРАМ) является одним из наиболее широко используемых полимеров для полимерного заводнения. НРАМ представляет собой синтетический полимер с гибкой цепной структурой. Он обладает вязкоупругими свойствами в пористой среде. Вязкоупругие свойства, безусловно, могут служить преимуществом в неоднородных коллекторах по сравнению с невязкоупругими полимерами, поскольку эффект загущения при сдвиге еще больше снизит подвижность полимера в зонах с высокой проницаемостью из-за более высокой скорости сдвига.

Принято разделять частично гидролизированные полиакриламиды по величине молекулярной массы следующим образом:

- низкомолекулярные – до $2 \cdot 10^6$ г/моль;
- среднемолекулярные – от 2 до $7 \cdot 10^6$ г/моль;
- высокомолекулярные – от $7 \cdot 10^6$ г/моль [8].

Многие исследователи сообщают, что молекулярная масса (ММ) полимера положительно влияет на его вязкоупругость [4, 5, 7]. Полимеры с более высокой молекулярной массой и, соответственно, более высокой средней длиной цепи макромолекулы требуют большего времени для релаксации. С другой стороны, полимеры с высокой молекулярной массой более подвержены механической деградации, что приводит к разрушению основной цепи

полимера и ухудшению его загущающей способности. Следовательно, этот фактор требует тщательного исследования и оптимизации перед внедрением полимерного заводнения [8].

В этой работе обобщены результаты экспериментальных исследований реологических и фильтрационных характеристик НРАМ с высокой и низкой молекулярной массой. Как правило, НРАМ с высокой молекулярной массой имеют более крупные и длинные молекулы, обеспечивающие более высокую вязкость и более вязкоупругие свойства, чем НРАМ с низкой молекулярной массой той же концентрации. Величина разницы также зависит от концентрации полимера в водном растворе.

Еще одним фактором, влияющим на вязкоупругие свойства, является проницаемость коллектора. Полимеры, фильтрующиеся в пористых средах с низкой проницаемостью, демонстрируют более выраженную вязкоупругость. Это может быть связано с уменьшением среднего объема пористого пространства, где более высокое дифференциальное давление усиливает деформацию полимера и вызывает вязкоупругое течение даже при сравнительно более низких скоростях потока. Тем не менее также важно отметить, что проницаемость влияет на механическую деструкцию, в частности происходит более раннее разрушение цепей полимеров при низкой проницаемости коллектора, как в случае с высокой молекулярной массой. Поэтому некоторые исследователи предлагают использовать полимеры с высокой молекулярной массой только в породах с высокой

проницаемостью, ограничивая ММ для пород с более низкой проницаемостью [5].

Степень механического разложения в пористой среде в основном контролируется такими параметрами, как скорость закачки, проницаемость пласта, температура, концентрация, солёность рассола, твердость и молекулярная масса полимера. Эффект деградации становится более сильным в плотных коллекторах с более низкой проницаемостью, где на раствор полимера воздействуют большие напряжения. Точно так же деградация усугубляется с увеличением молекулярной массы полимера [8].

Полимеры с более высокой молекулярной массой легче разлагаются, чем полимеры с более низкой молекулярной массой, из-за более высокого сопротивления потоку и больших механических напряжений.

В работе [1, 6] исследователи доказали, что удержание полимера НРАМ в поровом пространстве повышается с увеличением молекулярной массы. Они также предположили, что полимеры с более высокой молекулярной массой имеют тенденцию образовывать более толстый слой при адсорбции на поверхности породы по сравнению с полимером с более низкой молекулярной массой.

Таким образом, молекулярная масса полимера является еще одним важным фактором, влияющим на технологию полимерного заводнения [7, 8]. Полимеры с более высокой молекулярной массой обычно приводят к более высокому снижению проницаемости, лучшей загущающей способности и более высокой нефтеотдаче. Однако этот параметр следует тщательно обосновывать, учитывая геологические особенности исследуемого объекта (например, проницаемость породы и размер порового канала). Влияние молекулярной массы полимеров НРАМ на процессы нефтеотдачи могут быть изучены с применением программных продуктов по гидродинамическому моделированию процесса полимерного заводнения. Далее будут представлены результаты данных исследований.

ТАБЛИЦА 1. Геолого-физические характеристики объекта

№ п/п	Геолого-физическая характеристика		Единица измерения	Значение
1.	Тип коллектора		–	терригенный
2.	Размер резервуара		м	500×500×10
3.	Пористость		д. ед.	0,2
4.	Проницаемость	Высокопроницаемый пласт	$\cdot 10^{-3}$, мкм ²	1000
5.		Низкопроницаемый пласт	$\cdot 10^{-3}$, мкм ²	10
6.	Начальное пластовое давление		МПа	25
7.	Начальная пластовая температура		°С	23
8.	Вязкость нефти		мПа·с	1,5
9.	Остаточная водонасыщенность		д. ед.	0,3

Методика исследования процесса заводнения низко- и высокомолекулярными полимерными растворами

С целью изучения влияния низко- и высокомолекулярных полимерных растворов на увеличение коэффициента охвата вытеснением в неоднородных терригенных коллекторах использован программный комплекс по гидродинамическому моделированию с модулем по полимерному заводнению. Между собой сопоставлялись результаты четырех сценариев расчета заводнения:

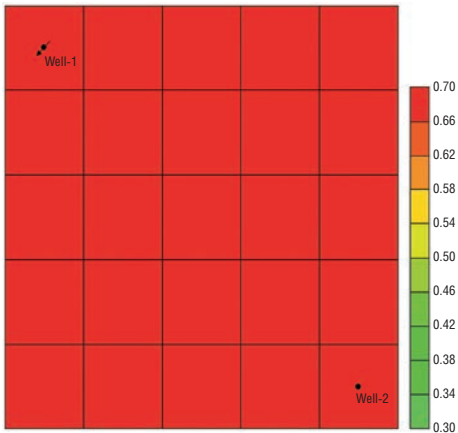
1) классическое заводнение – без закачки полимерного раствора;

- 2) полимерное заводнение – закачка низкомолекулярного полимерного раствора в количестве 0,5 порового объема (PV) пласта;
- 3) полимерное заводнение – закачка высокомолекулярного полимерного раствора в количестве 0,5 PV пласта;
- 4) полимерное заводнение – закачка комбинированных (низко- и высокомолекулярного) полимерных растворов по 0,25 PV пласта низкомолекулярного и высокомолекулярного полимерных растворов.

В качестве объекта исследования использовался неоднородный по проницаемости терригенный пласт с характеристиками, приведенными в таблице 1.

Объект состоит из двух пропластков толщиной по 5 м.

РИСУНОК 2. Начальная нефтенасыщенность (S_n = 0,7) на 01.03.2023



Разработка данного объекта осуществляется вертикальными скважинами – одной добывающей и одной нагнетательной (рис. 2). Добывающая и нагнетательная скважины работали с одинаковым дебитом и расходом по 500 м³/сут. Расчет заводнения осуществлялся до достижения предельного значения обводненности (99%).

При моделировании полимерного заводнения использовались частично гидролизированные, широко применяемые в ХМУН полимеры: в качестве низкомолекулярного полимера – частично гидролизированный аноинный полимер Floraam 3230 S с молекулярной массой $2 \cdot 10^6$ г/моль, а в качестве высокомолекулярного полимера – анионный полимер Floraam 3630 S с молекулярной массой $2,7 \cdot 10^7$ г/моль.

Результаты исследований процесса заводнения

Анализ классического заводнения

Согласно прогнозным данным, в августе 2063 с момента начала заводнения (01.03.2023) неоднородного пласта будет достигнуто предельное значение обводненности 99 %, при этом остаточная нефтенасыщенность (S_{no}) в высокопроницаемом пропластке составила 32,91 % (рис. 3, а), а в низкопроницаемом – 44,02% (рис. 3, б). Накопленная добыча нефти составила 747 303 м³ с достижением коэффициента извлечения нефти (КИН) 29,89%.

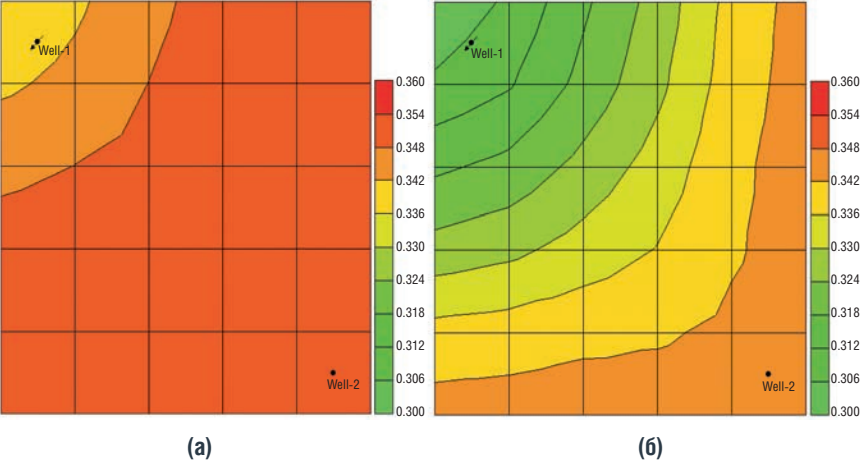
Анализ заводнения низкомолекулярным полимерным раствором

После закачки оторочки (0,5 PV) низкомолекулярного полимерного раствора продолжалась закачка воды, как при классическом заводнении, до полного обводнения продукции (01.10.2062). Результаты гидродинамических расчетов показали, что накопленная добыча нефти и КИН выше, чем при классическом заводнении, и равны соответственно 752 402 м³ и 30,096 %. К концу заводнения остаточная нефтенасыщенность в низкопроницаемом пропластке составила 35,03 %, что на 9 % меньше, чем при классическом заводнении (рис. 4, а). А в высокопроницаемом пропластке остаточная нефтенасыщенность составила 33,29 % (рис. 4, б).

Анализ заводнения высокомолекулярным полимерным раствором

В сравнении с заводнением неоднородного пласта с низкомолекулярным полимерным раствором при закачке раствора полимера с большей молекулярной массой привело к повышению накопленной добычи нефти до 752 982 м³ и КИН до 30,119 %. При этом время достижения предельного значения обводненности составило столько же, сколько и при заводнении низкомолекулярным полимерным раствором. Положительный эффект получен в большей степени вследствие увеличения охвата низкопроницаемого

РИСУНОК 4. Остаточная нефтенасыщенность в низкопроницаемом пропластке (а) и высокопроницаемом пропластке (б) на 01.10.2062 после заводнения низкомолекулярными полимерными растворами



пропластка, т.к. остаточная нефтенасыщенность в этой зоне уменьшилась на 0,01 % (до 35,02 %) (рис. 5, а) по сравнению с заводнением с низкомолекулярным полимерным раствором. Однако в высокопроницаемой части произошло увеличение S_{no} на 0,13 % (до 33,43 %) относительно закачки низкомолекулярного полимерного растворов (рис. 5, б), что можно связать с большей адсорбцией полимера в высокопроницаемом пропластке.

Анализ заводнения с комбинацией высокомолекулярного и низкомолекулярного полимерных растворов

На первом этапе закачивался высокомолекулярный полимерный раствор оторочкой

в объеме 0,25 PV, следом проводилась закачка 0,25 PV низкомолекулярного полимерного раствора.

Расчеты гидродинамического моделирования в сравнении с другими сценариями полимерного заводнения показали следующие результаты:

- до достижения предельного значения обводненности КИН составил 30,097 %;
- накопленная добыча нефти составила 752 449 м³ и ниже, чем при закачке высокомолекулярного полимерного раствора;
- остаточная нефтенасыщенность в высокопроницаемом пропластке составила 33,35% (рис. 6, а), а в низкопроницаемом – 35,04 % (рис. 6, б), что на 0,08 % меньше и на 0,02 % больше, чем при закачке высокомолекулярного полимерного раствора соответственно.

Согласно ранее проведенным теоретическим исследованиям, с одной стороны, закачка высокомолекулярного полимерного раствора в низкопроницаемую зону должна приводить к механической деградации цепей макромолекул полимера и снижению вязкоупругости.

С другой стороны, к снижению проникающей способности в низкопроницаемый пропласток вследствие высокой упругой составляющей комплексной вязкости. Однако по результатам

РИСУНОК 3. Остаточная нефтенасыщенность в низкопроницаемом пропластке (а) и высокопроницаемом пропластке (б) на 01.09.2062 после классического заводнения

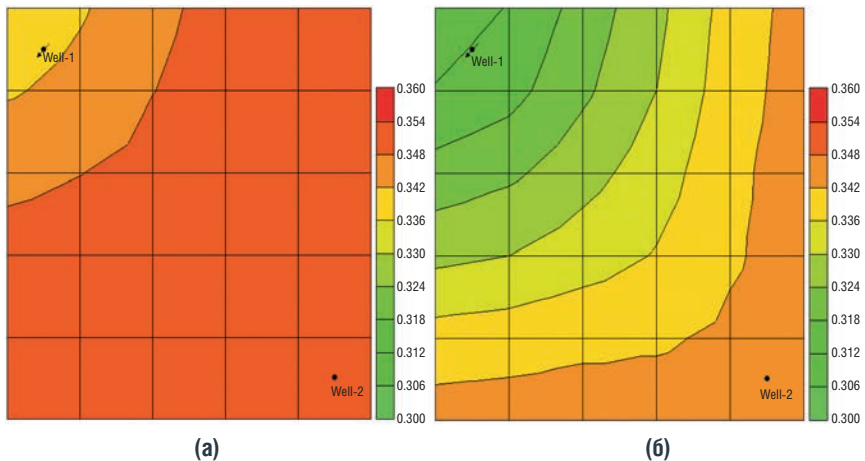


РИСУНОК 5. Остаточная нефтенасыщенность в низкопроницаемом пропластке (а) и высокопроницаемом пропластке (б) на 01.10.2062 после заводнения высокомолекулярными полимерными растворами

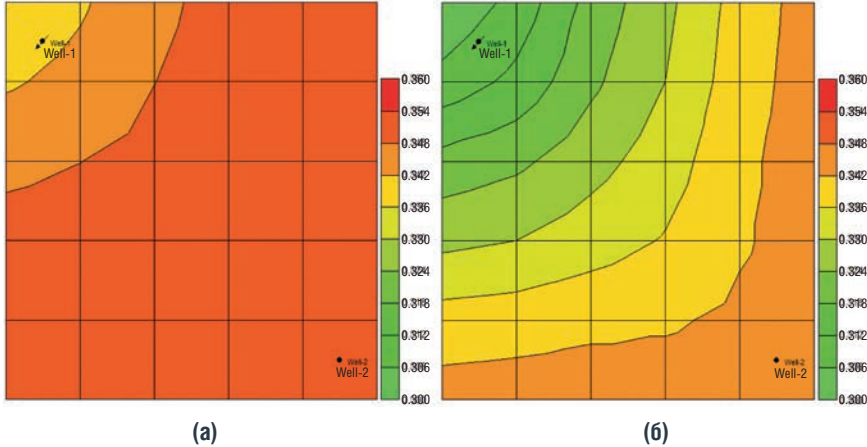
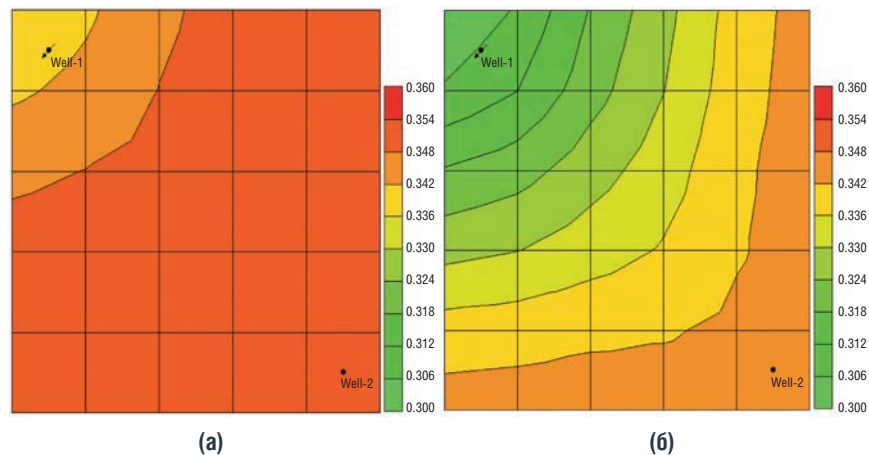


РИСУНОК 6. Остаточная нефтенасыщенность в низкопроницаемом пропластке (а) и высокопроницаемом пропластке (б) на 01.08.2062 после комбинированного заводнения низко- и высокомолекулярными полимерными растворами



гидродинамических расчетов получен следующий эффект: чем выше молекулярная масса, тем ниже остаточная нефтенасыщенность в низкопроницаемом пропластке и выше коэффициент извлечения нефти. Таким образом, вышеуказанные эффекты теоретических исследований не сходятся с результатами, полученными в ходе гидродинамических расчетов, что возможно объяснить не учетом данных эффектов в гидродинамической модели.

Выводы

Таким образом, в ходе проведенного анализа теоретических исследований можно выделить следующее:

- гидролизированные полиакриламиды (НРАМ) с высокой молекулярной массой (от $7 \cdot 10^6$ г/моль) обеспечивают большую вязкость и упругие свойства;
- механическое разрушение цепей макромолекул полимера при его фильтрации в поровом пространстве приводит к снижению эффективности полимерного заводнения;
- удержание полимера НРАМ в поровом пространстве повышается с увеличением молекулярной массы;
- полимеры с более высокой молекулярной массой обычно приводят к более высокому снижению проницаемости, лучшей

загущающей способности, что обуславливает более высокое нефтеизвлечение.

По результатам гидродинамических расчетов четырех сценариев заводнения в неоднородном по проницаемости терригенном коллекторе (классическое заводнение и заводнение полимерными растворами с различной молекулярной массой) установлено:

- повышение нефтеизвлечения происходит в большей степени вследствие увеличения охвата низкопроницаемого пропластка;
- увеличение молекулярной массы полимера, с одной стороны, приводит к повышению остаточной нефтенасыщенности в высокопроницаемом пропластке по сравнению с заводнением с низкомолекулярным полимерным раствором, что можно объяснить большей адсорбцией полимера. С другой стороны, к снижению остаточной нефтенасыщенности в высокопроницаемом пропластке также относительно закачки низкомолекулярного полимерного раствора. Несмотря на то, что закачка высокомолекулярных полимерных растворов в низкопроницаемые зоны обычно приводит к механической деградации цепей макромолекул полимера и снижению вязкоупругости, а также к снижению проникающей способности в низкопроницаемый пропласток

вследствие высокой упругой составляющей комплексной вязкости.

В этой связи возникает необходимость изучения поведения полимерных растворов в поровом пространстве, обладающих различными вязкоупругими свойствами. В ближайшее время авторами планируется провести ряд лабораторных исследований с комбинацией высоко- и низкомолекулярных полимерных растворов, обладающих различными вязкоупругими свойствами, чтобы лучше понять их реологические и фильтрационные характеристики. ●

Литература

1. Al-Hashmi, A.R., Luckham, P.F., Heng, J.Y.Y., Al-Maamari, R. S., Zaitoun, A., Al-Sharji, H. H., & Al-Wehaibi, T. K. (2013). Adsorption of high-molecular-weight EOR polymers on glass surfaces using AFM and QCM-D. *Energy and Fuels*, 27(5), 2437–2444. <https://doi.org/10.1021/ef302143a>.
2. Al-Shakry, B., Skauge, T., Shiran, B. S., & Skauge, A. (2018). Impact of mechanical degradation on polymer injectivity in porous media. *Polymers*, 10(7). DOI:10.3390/polym10070742.
3. Gbadamosi, A., Patil, S., Kamal, M.S., Adewunmi, A.A., Yusuf, A.S., Agi, A., & Oseh, J. (2022). Application of Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery: A Review. In *Polymers* (Vol. 14, Issue 7). MDPI. DOI:10.3390/polym14071433.
4. Ghahremani, H., Mobaraki, S., Khalilnezhad, S.S., & Jarrahi, K. (2018). An experimental study of the performance of low-molecular weight polymer for enhanced heavy oil recovery in a heterogeneous media. *Geosystem Engineering*, 21(2), 95–102. DOI:10.1080/12269328.2017.1385424.
5. Kamal, M.S., Sultan, A.S., Al-Mubaiyeh, U.A., & Hussein, I.A. (2015). Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. In *Polymer Reviews* (Vol. 55, Issue 3, pp. 491–530). Taylor and Francis Inc. DOI:10.1080/15583724.2014.982821.
6. Song, W., Zhang, Y., Hamidian, A. H., & Yang, M. (2020). Biodegradation of low molecular weight polyacrylamide under aerobic and anaerobic conditions: Effect of the molecular weight. *Water Science and Technology*, 81(2), 301–308. <https://doi.org/10.2166/wst.2020.109>.
7. Tapias Hernandez, F. A., Lizcano Niño, J. C., & Zanon Lopes Moreno, R. B. (2018). Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(1), 19–35. DOI:10.18273/revfue.v16n1-2018002.
8. Zeynalli, M., Alfazazi, U., Mushtaq, M., W. Al-Shalabi, E., & AlAmeri, W. (2022, October 31). Recent Advancements in Viscoelastic Polymer Flooding EOR Applications in Carbonates and Sandstones. DOI:10.2118/211481-ms.

KEYWORDS: *polymer solution, molecular weight, rheological properties, viscoelastic behavior, mechanical failure.*



НЕФТЯНАЯ ВОЙНА ЗАПАДА ПРОТИВ РОССИИ НАЧИНАЕТ ТЕРЯТЬ ОБОРОТЫ



Согласно данным анализа центра CREA, доходы России от экспорта нефти восстановились по сравнению с уровнями, которые были зафиксированы в январе и феврале, и достигли самого высокого показателя с ноября прошлого года. Это значит, что западные санкции утратили силу.

В апреле экспортная выручка России снизилась по сравнению с прошлым годом, в первую очередь из-за влияния введенного ЕС запрета на импорт и снижения цен на нефть. Это означает, что бюджет России, скорее всего, останется дефицитным.

Однако Россия впервые смогла экспортировать свой основной сорт сырой нефти по ценам, которые систематически превышали предельный уровень, установленный США и ЕС, это указывает на серьезные пробелы в соблюдении ценовых ограничений.

Если эти пробелы не будут устранены, механизм ценового потолка может быть окончательно сломан.

У РОССИИ ЕСТЬ СОЮЗНИКИ В БОРЬБЕ С ДОЛЛАРОМ



Идея стран БРИКС о введении общей валюты с целью отказа от доллара будет обсуждаться уже в августе.

Вопрос о единой валюте становится особенно актуальным для БРИКС в свете неминуемого расширения этого объединения. Саудовская Аравия, Египет, Иран, Алжир, Бахрейн и Объединенные Арабские Эмираты обратились с просьбой о вступлении в БРИКС.

Еще семь стран заинтересованы в том, чтобы присоединиться к этой организации. Расширение круга участников многостороннего сотрудничества усложняет поиск компромиссов при использовании национальных валют. А доллар, как международная валюта,



становится нежелательным из-за ужесточения санкционной политики США в отношении двух основных стран БРИКС – России и Китая.

GASUM РАСТОРГЛА КОНТРАКТ НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА



Финская энергетическая компания Gasum расторгла контракт с «Газпром экспорт» на поставку газа. По сообщению Gasum, речь идет о разногласиях по вопросу способов оплаты за поставляемый по трубопроводу российский газ.

С весны прошлого года «Газпром экспорт» требовал, чтобы оплата осуществлялась в рублях, а не в евро. Также были другие разногласия по контракту.



Gasum передала спор в Арбитражный суд, который постановил, что компания не обязана соглашаться на новые условия. Соглашение о новых условиях не было достигнуто, поэтому Gasum расторгает старый контракт, но это касается только закупки трубопроводного газа. Контракт на поставку СПГ с «Газпром экспорт» по-прежнему действует. ●



В ВЫИГРЫШЕ ОСТАЛИСЬ ВСЕ!

СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ОРГАНИЗОВАЛА ДЛЯ СЕМЕЙ СВОИХ СОТРУДНИКОВ СПОРТИВНЫЙ ФЕСТИВАЛЬ «САМАЯ СПОРТИВНАЯ СЕМЬЯ КОМПАНИИ». АКТИВНО ПРОВЕСТИ СУББОТНИЙ ДЕНЬ И ПОБОРОТЬСЯ ЗА ЗВАНИЕ САМЫХ СПОРТИВНЫХ ПРИШЛИ ШЕСТЬ КОМАНД В СОСТАВЕ ПАПЫ, МАМЫ И РЕБЕНКА. ЕДИНСТВЕННЫМ УСЛОВИЕМ ДЛЯ УЧАСТИЯ В СПОРТИВНОМ ПРАЗДНИКЕ БЫЛО НАЛИЧИЕ НАЗВАНИЯ КОМАНДЫ

THE SIBERIAN SERVICE COMPANY HELD A SPORTS FESTIVAL "THE MOST ATHLETIC FAMILY OF THE COMPANY" FOR THE FAMILIES OF ITS EMPLOYEES. SIX TEAMS CONSISTING OF FATHER, MOTHER AND CHILD CAME TO ACTIVELY SPEND SATURDAY AND COMPETE FOR THE TITLE OF THE MOST ATHLETIC. THE ONLY CONDITION FOR PARTICIPATION IN THE SPORTS FESTIVAL WAS THE PRESENCE OF THE TEAM NAME

Ключевые слова: кадры, спортивный фестиваль, корпоративная политика, праздник, тематическое мероприятие.

Ирина Малахова

специалист по связям
с общественностью
АО «ССК»

Впервые спортивное мероприятие для всей семьи прошло год назад и собрало восторженные отзывы участников, поэтому ССК решила сделать его традиционным. «В прошлом году все прошло просто великолепно, и мы решили пополнить копилку наших корпоративных мероприятий таким замечательным праздником, – рассказала Светлана Лендел, председатель первичной профсоюзной организации АО «ССК». – А еще это отличная возможность всегда занятым родителям весело

провести время со своими детьми и показать, какие они дружные и сплоченные. Мы стараемся, чтобы День защиты детей всегда был запоминающимся событием для наших сотрудников. Регулярно проводим развлекательные программы. Участники нашего фестиваля не останутся без приятных подарков и сюрпризов. Взрослым достанутся подарочные сертификаты в спортивный магазин, ребятишек ждут умные колонки, а самому юному болельщику мы подарим самокат».

РЕКЛАМА

АО «ССК» – стабильная и надежная компания с развитой внутрикорпоративной культурой, заботящаяся о здоровье и развитии персонала. «К каждому празднику мы стараемся проводить тематическое мероприятие, – говорит Ольга Кораблева, заместитель директора по персоналу Нефтеюганского филиала. – Сегодня мы проводим спортивный фестиваль, приуроченный ко Дню защиты детей. У нас в компании работают активные, молодые семейные люди, увлеченные спортом. И это прекрасный способ показать нашим детям, что движение – жизнь».

Егор Тяпкин, директор филиала «ССК-Технологии», в прошлом году присутствовал на фестивале в качестве организатора. Теперь же семья Тяпкиных среди участников. Егор Андреевич отметил, что преемственность поколений является для компании важной частью социальной политики: «Семейность на работе и за ее периметром – то, что нас объединяет. Хотелось бы победить, но соперники серьезные», – улыбается участник команды «Шантрапа».

Семья Виноградовых не теряет времени перед стартом – разминается. В корпоративном мероприятии участвует во второй раз. «Команда номер один» крепко дружит со спортом. «Муж в свое время профессионально занимался плаванием и рукопашным боем, ребенок увлекается спортивной акробатикой, имеет третий спортивный разряд. В прошлом году мы получили массу положительных эмоций, нынче настрой боевой, – поделилась Мария, ведущий специалист сектора информационных технологий Исполнительного аппарата АО «ССК». – Спасибо компании за то, что организует такие праздники для всей семьи».

После торжественного построения и бодрой разминки на старт пригласили команды: «Технологи», «Монолит», «Шантрапа», «Команда номер один», «Семейка Адамс» и «Апельсин». Под заводную музыку и громкие крики поддержки они должны были продемонстрировать находчивость, ловкость, быстроту, силу. Участники на скорость прыгали в мешках, закидывали мячи в корзины, удерживали теннисные мячики на ракетках.



А для пап организаторы придумали отдельный конкурс: за 30 секунд главы семейств должны были поднять гирию максимальное число раз.

Азарт спортсменов и соревновательный дух поддерживали болельщики. Светлана Максимова пришла на фестиваль поболеть за команду «Апельсин», даже нарисовала плакат со звучной речевкой: «Мы как дольки апельсина, мы дружны и неделимы!»

«Болею за любимых Андреевых. Они у нас самые активные, самые спортивные, самые энергичные и дружные. Желаю им только победы», – воодушевленно заявила болельщица.

После того, как жюри подвело итоги, началось торжественное награждение. Первую строчку финальной таблицы заняла семья Виноградовых: «Команда номер один» подтвердила прекрасным результатом свое название. Второй признана команда «Апельсин» – семья Андреевых, замкнули тройку лидеров «Технологи» – семья Файзуллиных.

«Все очень понравилось, организация на высшем уровне. Дети и родители получили колоссальное удовольствие. Мы по жизни спортивные, у нас ведь четверо детей, нам просто нельзя по-другому. Демид занимается карате и ходит в бассейн, Полина

увлечена акробатикой и танцами, а мы – фитнесом для общего здоровья. Поэтому победа для нас была ожидаемой», – рассказали Андреевы.

Самым ответственным папой жюри единогласно выбрало Владимира Близна, папу из команды «Монолит». Семья Фаткуллиных получила специальный приз как самая сплоченная.

Гульназ, старший специалист кадрового учета, работает в АО «ССК» недавно, но уже может отметить теплую атмосферу в компании. «Устали, довольны, – поделилась эмоциями старший специалист. – Думали, если участвуем вместе с детьми, все пройдет на легкой волне, да не тут-то было. Пришлось потрудиться. Мы такие мероприятия любим, на следующий год будем готовиться серьезнее».

В основе фестиваля «Самая спортивная семья Компании» лежат такие важные принципы, как стремление к здоровому образу жизни и воспитание семейных ценностей. А главный подарок – огромное удовольствие и массу спортивных эмоций – получил каждый участник мероприятия. И это значит, что все остались в выигрыше! ●

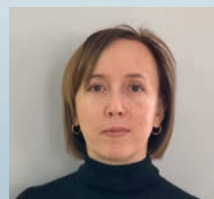
KEYWORDS: personnel, sports festival, corporate policy, holiday, thematic event.

СОСТАВ ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО ТЕРМОЛИЗА АСФАЛЬТЕНОВ

как показатель их структуры и термической стабильности



Корнеев Дмитрий Сергеевич
доцент Высшей нефтяной школы Югорского государственного университета, к.х.н.



Ананьина Ирина Викторовна
доцент Высшей нефтяной школы Югорского государственного университета, к.х.н.



Королев Максим Игоревич
доцент Высшей нефтяной школы Югорского государственного университета, к.т.н.

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ДОЛЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В СОСТАВЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ НЕФТИ РОССИИ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ, ВОЗРАСТАЕТ ЕЕ ДОЛЯ В ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ. ТЕРМИЧЕСКИЕ НЕКАТАЛИТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ ЗАРЕКОМЕНДОВАЛИ СЕБЯ НАИБОЛЕЕ РАЦИОНАЛЬНЫМИ И ЭФФЕКТИВНЫМИ ДЛЯ ТЯЖЕЛОГО СЫРЬЯ. ИНФОРМАЦИЯ О СТРУКТУРЕ АСФАЛЬТЕНОВ И СОСТАВЕ ПРОДУКТОВ ИХ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ В МЯГКИХ УСЛОВИЯХ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ УНИВЕРСАЛЬНЫХ КРИТЕРИЕВ ТЕРМИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ АСФАЛЬТЕНОВ, КОТОРЫЕ ЛЯГУТ В ОСНОВУ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ И ОПТИМИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ТЯЖЕЛОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. В ЭТОЙ СВЯЗИ СТАНОВИТСЯ АКТУАЛЬНЫМ ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ СОСТАВА ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО ТЕРМОЛИЗА АСФАЛЬТЕНОВ ОТ ИХ СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА

CURRENTLY, THE SHARE OF HEAVY OILS IN THE COMPOSITION OF THE RUSSIAN OIL RESOURCE BASE IS INCREASING, AND THEIR SHARE IN PRODUCTION AND PROCESSING IS INCREASING. THERMAL NON-CATALYTIC TECHNOLOGIES FOR OIL REFINING HAVE PROVEN TO BE THE MOST RATIONAL AND EFFICIENT FOR HEAVY FEEDSTOCKS. INFORMATION ABOUT THE STRUCTURE OF ASPHALTENES AND THE COMPOSITION OF THEIR THERMAL DECOMPOSITION PRODUCTS UNDER MILD CONDITIONS CAN BE USED TO CREATE UNIVERSAL CRITERIA FOR THE THERMAL STABILITY OF ASPHALTENES, WHICH WILL FORM THE BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF NEW AND OPTIMIZATION OF EXISTING TECHNOLOGIES FOR PROCESSING HEAVY, HIGH-VISCOSITY OILS. IN THIS REGARD, THE STUDY OF THE DEPENDENCE OF THE COMPOSITION OF GASEOUS PRODUCTS OF LOW-TEMPERATURE THERMOLYSIS OF ASPHALTENES ON THEIR STRUCTURAL GROUP COMPOSITION BECOMES RELEVANT

Ключевые слова: асфальтены, состав, структура, термоллиз, термическая стабильность.

Сокращение запасов традиционного углеводородного сырья приводит к повышению добычи и переработки тяжелой нефти [2]. Тяжелая нефть содержит значительное количество асфальтенов – нерастворимых в н-алканах компонентов, представляющих собой смесь высокомолекулярных соединений, в структуре которых присутствует высокое содержание гетероатомов, полициклических фрагментов,

но невысокое количество алкильных цепей [12, 15, 16]. Наличие в тяжелом углеводородном сырье таких сложных высокомолекулярных компонентов, как асфальтены приводит к проблемам нефтепереработки: увеличению коксуемости, дезактивации катализаторов, высокому выходу побочных продуктов и т.д. [8, 11]. По этой причине использование термических некаталитических технологий нефтепереработки для тяжелого сырья (термический крекинг, висбрекинг) представляется наиболее рациональным и эффективным решением [7, 9].

Учитывая вышеизложенное, становится очевидным, что термическая стабильность, реакционная способность и закономерности трансформации асфальтенов определяют эффективность переработки тяжелой нефти в термических процессах, что подкрепляет активный исследовательский интерес к данному аспекту [1, 3, 10, 13]. Однако результаты исследований превращения асфальтенов в различных термобарических условиях термодеструкции, как правило, являются несистематизированными. Кроме того, термическое разрушение асфальтенов обычно проводится при температурах 400 °С и более. Это не позволяет определить истинную термическую стабильность асфальтенов (которая сильно зависит от их структуры) в различных термобарических условиях. Однако в недавних работах показано, что разложение молекул асфальтенов начинается при температурах 120–150 °С с образованием газообразных продуктов [5, 6, 14]. Информация о структуре асфальтенов и составе продуктов их термического разложения в мягких условиях может использоваться для создания универсальных критериев термической стабильности асфальтенов, которые лягут в основу разработки новых и оптимизации существующих технологий переработки тяжелой высоковязкой нефти.

В связи с этим целью настоящей работы является исследование зависимости состава газообразных продуктов низкотемпературного термоллиза асфальтенов от их структурно-группового состава.

Экспериментальная часть

В качестве объектов исследования использовались асфальтены природного битума Мордово-Кармальского месторождения (АКБ), тяжелой нефти Зюлеевского месторождения (АЗН) и тяжелой нефти Усинского месторождения (АУН).

Асфальтены выделялись из нефти путем добавления н-гексана в массовом соотношении 40:1 и фильтрования полученного раствора по истечении 24 часов. Асфальтеновый осадок очищался от деасфальтенизата н-гексаном в аппарате Сокслета в течение 18 часов. Очищенные

асфальтены извлекались из фильтра хлороформом и сушились до постоянного веса.

Для достижения поставленной в работе цели использовался метод последовательного ступенчатого термического разложения асфальтенов. Схема установки термоллиза и методика проведения эксперимента приведена в предшествующей работе [4]. Термоллиз асфальтенов проводился последовательно при температурах 120, 230, 290 °С. Продолжительность термоллиза при заданных температурах составляла 15, 10 и 3 мин соответственно.

Исследование структуры асфальтенов проводилось методом структурно-группового анализа (СГА) на основании данных о средней молекулярной массе, элементном составе асфальтенов, а также распределении в них атомов водорода по структурным фрагментам. Определение элементного состава асфальтенов проводилось с использованием CHNSO-анализатора Vario el Cube методом сожжения образца при 1200 °С. Средние молекулярные массы асфальтенов измерялись криоскопическим методом в нафталине. Концентрация асфальтеновых веществ в нафталине составляла 0,5 % мас. Оценка распределения атомов водорода по структурным фрагментам асфальтенов проводилась методом спектроскопии ЯМР ¹H. Спектры асфальтенов регистрировались с помощью Фурье-спектрометра AVANCE-AV-400 (США), растворитель – CDCl₃ внутренний стандарт – гексаметилдисилоксан. Концентрация асфальтенов в CDCl₃ составляла 1 % мас.

Определение состава углеводородных компонентов газа проводилось по ГОСТ Р 54484-2011 с использованием хроматографа «Кристалл 2000 М» с пламенно-ионизационным детектором (ПИД) и капиллярной колонкой «Quadrex», длина которой составляла 100 м с внутренним диаметром 0,22 мм (неподвижная фаза – полиметилсилоксан; газ-носитель – гелий). Испытание проводилось в режиме линейного программирования температуры от 35 до 250 °С.

Неуглеводородные компоненты газа термоллиза определялись по ГОСТ 31371.3 – 2008 с применением методов газожидкостной

и газодсорбционной хроматографии в изотермическом режиме, путем линейного программирования температуры колонок с использованием аппаратно-программного комплекса «Хроматэк – Кристалл 5000.2», оборудованного детектором по теплопроводности (ДТП) и ПИД. Разделение и детектирование H₂, N₂, O₂ компонентов газа проводилось в колонке с молекулярным ситом 13X, подключенной к ДТП (газ-носитель – Ar), а определение CO, CO₂ и N₂ – в колонке с Porapak R, подключенной к последовательно соединенным ДТП и ПИД (газ-носитель – He). Анализы выполнялись независимо, а их результаты объединялись.

Определение содержания H₂S в газообразных продуктах ступенчатого термоллиза асфальтенов проводилось с использованием хроматографа «Кристалл-2000М», оборудованного пламенно-фотометрическим детектором и кварцевыми капиллярными колонками длиной 30 м и внутренним диаметром 0,25 мм (неподвижная фаза – полидиметилсилоксан, газ-носитель – He). Испытания проводились при линейном повышении температуры от 80 до 290 °С со скоростью 15 °С/мин. Количественная оценка содержания H₂S проводилась на основе калибровочной кривой, полученной с использованием стандартных образцов по ГОСТ Р 50802 – 95.

Количественный анализ состава углеводородных и неуглеводородных компонентов газа проводился методом внутренней нормализации на основе площадей пиков при полном элюировании всех компонентов испытуемого газа и удовлетворял требованиям повторяемости по ГОСТ 31371.3 – 2008.

Результаты и их обсуждение

Сравнение структурных параметров асфальтенов

Исследуемые объекты различаются по средней молекулярной массе (ММ), которая от АЗН к АУН снижается с 2565 до 1600 а.е.м. (таблица 1). Данные элементного состава свидетельствуют об отсутствии существенных различий в асфальтенах по соотношению H/C_{ар}. Содержание азота

УДК 665.642.547.9

снижается от АЗН к АУН с 1,76 до 1,16% мас. соответственно. Содержание серы наибольшее в АЗН и АКБ (более 5% мас.). Также в данных образцах максимальное содержание кислорода, которое составляет 6–7% мас. Таким образом, суммарное содержание гетероатомов снижается в ряду АЗН → АКБ → АУН. При этом АЗН и АКБ имеют схожий элементный состав и высокое содержание гетероэлементов, тогда как состав АУН значительно отличается.

По данным СГА видно, что существенные различия асфальтенов наблюдаются в содержании углерода, входящего в состав ароматических и парафиновых фрагментов. Наименьшим фактором ароматичности (f_a) характеризуются АКБ (26,3% отн.), тогда как для АУН это значение составляет 34,0% отн. Содержание парафиновых структур, напротив, наибольшее в АКБ и наименьшее в АУН: 16,2 и 6,7% отн. соответственно. Существенных различий по содержанию атомов углерода в нафтеновых фрагментах асфальтенов не выявлено. Следует отметить, что АЗН и АУН схожи по содержанию углерода в различных фрагментах, а различия в значениях структурных паарметров не превышают 2% отн.

Таким образом, асфальтены имеют ряд существенных отличий состава и структуры по ключевым параметрам, что позволяет выбрать их в качестве объектов настоящего исследования.

Взаимосвязь состава газообразных продуктов термоллиза асфальтенов и особенностей их структурной организации

В предыдущем исследовании показано, что последовательное ступенчатое термическое разложение асфальтенов при 120, 230, 290 °C приводит к образованию газообразных продуктов. При этом с увеличением температуры термоллиза закономерно увеличивается выход газа [4]. Исследование состава газообразных продуктов термоллиза при сопоставлении с данными структурно-группового состава асфальтенов позволит оценить взаимосвязь этих параметров и использовать их как критерий термической стабильности асфальтенов.

ТАБЛИЦА 1. Структурные параметры асфальтенов

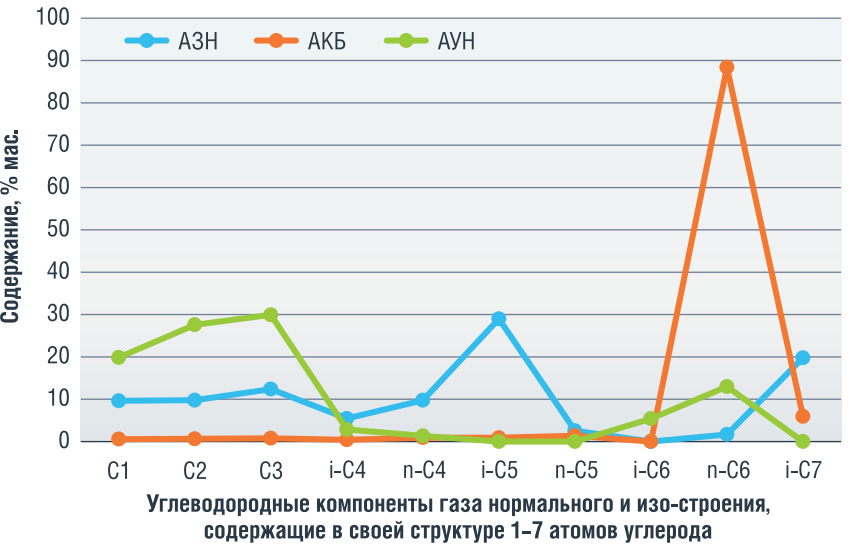
Параметр	Объект исследования		
	АЗН	АКБ	АУН
MM, а.е.м.	2565	2040	1600
Элементный состав, % мас.			
C	78,99	79,73	83,63
H	7,33	7,51	7,80
H/C _{ат}	1,11	1,13	1,12
N	1,76	1,39	1,16
S	5,05	5,35	3,00
O	6,87	6,02	4,41
Сумма гетероатомов	13,68	12,76	8,57
Количество атомов углерода в средней молекуле, ед.			
C _а	55,4	35,7	37,9
C _н	99,1	78,0	66,2
C _п	14,3	21,9	7,5
Распределение атомов углерода по структурным фрагментам, % отн.			
f_a	32,8	26,3	34,0
f_n	58,7	57,5	59,3
f_p	8,5	16,2	6,7
f_a, f_n, f_p – относительное содержание атомов углерода в ароматических, нафтеновых и парафиновых структурных фрагментах соответственно; C _а , C _н , C _п – количество атомов углерода в ароматических, нафтеновых и парафиновых структурных фрагментах соответственно			

Термоллиз асфальтенов при температуре 120 °C

Наличие газообразных веществ в продуктах термоллиза асфальтенов однозначно указывает на протекание деструктивных процессов с разрывом ковалентных связей. Состав газообразных продуктов

термоллиза асфальтенов на первой ступени во многом отражает состав и структуру алифатических фрагментов их молекул. Согласно рисунку 1, наиболее широким набором газообразных компонентов обладают термоллизаты АЗН и АКБ, однако их распределение существенно отличается.

РИСУНОК 1. Молекулярно-массовое распределение углеводородов в составе газообразных продуктов термоллиза асфальтенов при 120 °C



В молекулах АЗН присутствуют алкильные цепочки различной длины в близком соотношении, о чем свидетельствует практически равное количество низкомолекулярных (C₁–C₄) и высокомолекулярных (C₅–C₇) углеводородных газов. При этом следует отметить наибольшее содержание компонентов i-C₅ и i-C₇ (более 45% мас.), отражающих общую тенденцию преобладания разветвленных структур в алифатическом обрамлении молекул АЗН.

При термоллизе АКБ образуется более 90% мас. компонентов C₆–C₇ с преобладанием соединений нормального строения, что характерно и для низкомолекулярных газов термоллиза АКБ. Соответственно, алкильная составляющая молекул АКБ представлена длинными нормальными структурами.

Для молекул АУН, напротив, характерно наличие коротких алифатических мостиков и заместителей, на что указывает высокое содержание компонентов C₁–C₄ в газах термоллиза АУН, превышающее 75% мас. Таким образом, в ряду АУН → АЗН → АКБ с увеличением C_п возрастает длина алкильных заместителей и мостиков в структуре их молекул.

Полученные данные во многом согласуются с результатами структурно-группового анализа асфальтенов, что позволяет рекомендовать мягкий термоллиз для оценки структуры алкильных фрагментов асфальтенов.

Неуглеводородные компоненты, такие как СО и Н₂, не удалось идентифицировать в газообразных продуктах термоллиза либо в связи с их отсутствием, либо в связи с большим разбавлением газов азотом и уменьшением их концентраций до значений, находящихся ниже предела чувствительности применяемого метода.

Однако в продуктах термоллиза асфальтенов обнаружены следовые количества СО₂ и Н₂С. Следовательно, в процессе термоллиза при 120 °C возможна деструкция асфальтеновых молекул по слабым сульфидным и дисульфидным связям, а также имеют место реакции декарбоксилирования молекул асфальтенов.

ТАБЛИЦА 2. Индивидуальный состав газообразных продуктов ступенчатого термоллиза асфальтенов (% мас.)

Компонент газа	Объект исследования и температура термоллиза, °C								
	АЗН			АКБ			АУН		
	120	230	290	120	230	290	120	230	290
H ₂ S	–	2,18	7,43	–	0,82	10,74	–	0,45	2,50
CO	–	5,71	1,13	–	4,36	1,38	–	3,18	1,70
CO ₂	–	17,33	9,14	–	24,81	9,43	–	13,54	7,83
H ₂	–	0,12	0,43	–	0,09	0,35	–	0,08	0,46
CH ₄	9,63	17,18	26,87	0,58	21,72	26,52	19,87	36,49	30,89
C ₂ H ₄	2,98	2,34	5,09	0,39	3,12	4,80	14,98	5,22	5,89
C ₂ H ₆	6,79	12,93	18,27	0,26	13,32	17,08	12,60	17,12	18,14
C ₃ H ₆	4,99	5,21	8,13	0,49	5,60	7,95	22,67	5,98	8,94
C ₃ H ₈	7,40	11,64	10,93	0,30	11,29	10,06	7,27	11,88	10,72
i-C ₄ H ₁₀	1,32	0,99	0,82	–	1,02	0,84	–	0,84	0,88
n-C ₄ H ₁₀	4,94	6,11	3,55	0,26	4,66	3,43	1,35	2,19	3,49
i-C ₄ H ₈	4,14	–	0,01	0,42	–	0,03	2,86	–	0,01
n-C ₄ H ₈	4,81	6,32	5,81	0,67	5,07	5,38	–	1,85	6,09
C ₄ H ₆	–	–	0,04	–	–	0,06	–	–	0,08
i-C ₅ H ₁₂	2,07	1,46	0,50	–	0,77	0,46	–	0,67	0,48
n-C ₅ H ₁₂	1,45	2,58	0,59	0,40	0,72	0,48	–	0,51	0,66
i-C ₅ H ₁₀	26,91	1,92	0,61	0,91	0,58	0,51	–	–	0,60
n-C ₅ H ₁₀	1,11	1,65	0,49	0,99	0,38	0,46	–	–	0,58
i-C ₆ H ₁₄	–	1,49	0,03	–	0,17	0,02	5,42	–	0,03
n-C ₆ H ₁₄	1,68	1,86	–	49,78	1,50	–	6,84	–	0,01
i-C ₆ H ₁₂	–	0,72	0,13	–	–	0,02	–	–	0,02
n-C ₆ H ₁₂	–	0,08	–	38,62	–	–	6,14	–	–
i-C ₇ H ₁₆	5,63	0,18	–	1,19	–	–	–	–	–
i-C ₇ H ₁₄	14,15	–	–	4,74	–	–	–	–	–

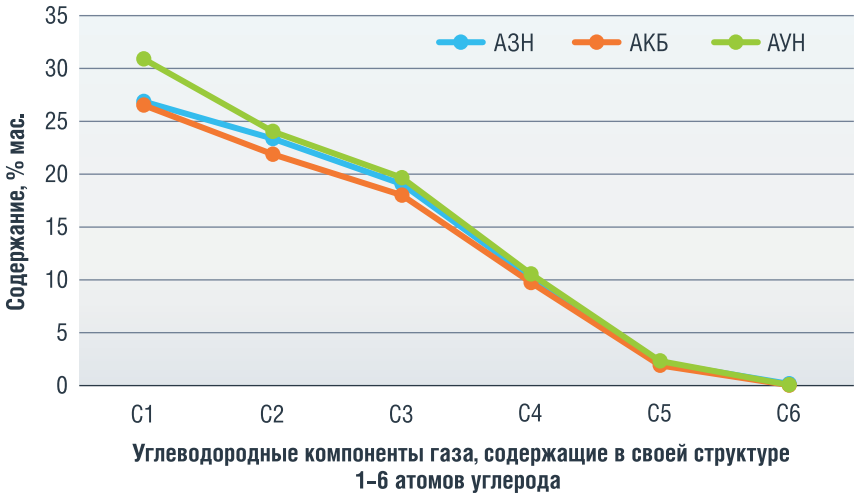
Термоллиз асфальтенов при температуре 230 °C

При рассмотрении содержания углеводородных компонентов в газообразных продуктах термоллиза асфальтенов на второй ступени следует отметить, что концентрация СН₄ во всех термоллизатах наибольшая и в ряду АЗН → АКБ → АУН увеличивается с 17,18 до 36,49% мас., тогда как доля высокомолекулярных УВ состава C₅–C₇ в том же ряду снижается с 11,94 до 1,18% мас. (таблица 2).

Содержание газообразных компонентов C₂–C₄ в продуктах термоллиза всех исследуемых объектов близко и колеблется в диапазоне 44,08–45,54% мас. Учитывая, что АЗН проявили наибольшую термическую устойчивость на первой ступени термоллиза можно предположить, что

в структуре их молекул сохранились длинные алифатические фрагменты, разрушающиеся при температуре 230 °C, тогда как основная часть алифатических структур нормального строения в молекулах АКБ, очевидно, распалась при 120 °C. АУН, обладающие наименьшей длиной и количеством алифатических фрагментов, а также дополнительно обедненные такими структурами на первой ступени термоллиза, закономерно дают наименьший выход компонентов C₅–C₇ и, соответственно, максимальный выход C₁–C₄, превышающий 80% мас. В составе газов термоллиза асфальтенов при 230 °C впервые наблюдается наличие значительных количеств неуглеводородных компонентов, свидетельствующее об интенсивном разложении молекул асфальтенов посредством

РИСУНОК 2. Молекулярно-массовое распределение углеводородов в составе газообразных продуктов термоллиза асфальтенов при 290 °С



деструкции гетероатомных фрагментов. Очевидно, распад наиболее слабых гетероатомных связей в алифатических фрагментах определяет реакционную способность асфальтенов на второй ступени термоллиза. Так, содержание H₂S в термолизатах АЗН, АКБ и АУН составляет 2,18, 0,82 и 0,45 % мас., что указывает на повышенное количество лабильных при 230 °С серосодержащих связей в структуре АЗН. Доля H₂S в составе газов термоллиза АКБ существенно ниже по сравнению с АЗН, но практически в два раза больше, чем в АУН. Существенный вклад в состав газов термоллиза асфальтенов вносят кислородсодержащие компоненты – СО и СО₂, суммарное содержание которых составляет 15–28 % мас. Таким образом, деструкция кислородсодержащих фрагментов асфальтенов в наибольшей степени определяет их термическую стабильность и реакционную способность относительно фрагментов, содержащих S.

По данным таблицы 2 видно, что в продуктах термоллиза АЗН, АКБ и АУН снижается доля СО с 5,71 до 3,18 % мас. соответственно, тогда как максимальным содержанием СО₂, составляющим 24,81 % мас., обладают газы термоллиза АКБ. Наличие СО может обуславливаться как деструкцией лабильных связей с отщеплением карбонильных функциональных групп по радикально-цепному механизму, так и разрушением непосредственно фрагментов С–О–С (возможно С–О–О–С) в алифатических структурах. СО₂, вероятно, образуется при деструкции молекул асфальтенов за счет отщепления карбоксильных и разрушения сложноэфирных функциональных групп. Сопоставительный анализ количества H₂S, СО и СО₂ в продуктах термоллиза при 230 °С и содержания S и О в составе асфальтенов не выявил строгой зависимости между данными значениями, однако установлено, что повышенное содержание

гетероатомов в асфальтенах обуславливает наибольший выход неуглеводородных компонентов газа в процессе термоллиза. Следует отметить, что, несмотря на практически равное содержание S и О в составе АЗН и АКБ (5,05–5,35 и 6,87–6,02 % мас. соответственно), состав S- и О-содержащих газов в продуктах их термоллиза различен. Так, при термодеструкции АЗН образуется наибольшее количество H₂S и СО, тогда как в процессе термоллиза АКБ выход СО₂ максимальный. Таким образом, состав газообразных продуктов термоллиза асфальтенов, а также их термическая стабильность и реакционная способность зависят не от общего содержания гетероатомов, а от их наличия/отсутствия в структуре лабильных фрагментов.

Среди неуглеводородных газов термоллиза асфальтенов также обнаружен Н₂, содержание которого для всех объектов низкое и колеблется в узком диапазоне 0,08–0,12 % мас. Водород может образовываться как в результате распада алканов и нафтенов, так и реакций конденсации ароматических колец.

Термоллиз асфальтенов при температуре 290 °С

Молекулярно-массовое распределение (ММР) углеводородных газов термоллиза асфальтенов на третьей ступени смещается в сторону низкомолекулярных компонентов в отличие от предыдущих ступеней термоллиза. Так, для всех исследуемых объектов содержание компонентов С₁–С₄ находится в диапазоне 76–85 % мас. с преобладанием СН₄, доля которого превышает 26 % мас, тогда как

содержание С₅–С₆ составляет не более 2,38 % мас. При этом состав газов термоллиза максимально близок по содержанию каждого из компонентов С₁–С₆ и вид кривых снижения концентрации УВ с увеличением их ММ практически идентичен (рисунок 2). ММР углеводородных газов термоллиза обусловлено как бедным алкильным обрамлением асфальтенов после 230 °С и практически полным отсутствием в структуре их молекул длинных алкильных цепей, так и повышенной скоростью радикально-цепных реакций.

Отличительной особенностью состава углеводородных газов от предыдущих ступеней термоллиза является наличие 1,3-бутадиена, являющегося маркером распада насыщенных циклов. Следовательно, на третьей ступени термоллиза возможен распад нафтовых и, возможно, тиациклановых колец, судя по высокому выходу Н₂S.

В термолизатах асфальтенов при 290 °С наблюдается наибольшая концентрация Н₂S по сравнению с предыдущими ступенями термоллиза. Так, в составе газов термодеструкции АЗН и АКБ содержится максимальное количество Н₂S, составляющее 7,43 и 10,74 % мас. соответственно (рисунок 3). Вероятно, это связано с высоким содержанием S в структуре молекул АЗН и АКБ, дополнительно обладающих повышенной долей алифатических фрагментов относительно АУН, содержание Н₂S в термолизате которых не превышает 2,50 % мас. Очевидно, вероятность наличия в структуре молекул АЗН и АКБ слабых серосодержащих мостиковых связей, способных разрушаться при 290 °С, значительно выше. Суммарное содержание СО и СО₂ в газообразных продуктах термоллиза всех исследуемых объектов составляет около 10 % мас., причем доля СО гораздо ниже и находится в интервале 1,13–2,87 % мас., тогда как СО₂ – 7,83–9,43 % мас. Следовательно, природа лабильных при 290 °С кислородсодержащих фрагментов асфальтеновых молекул практически не имеет качественных различий.

Сравнительный анализ содержания гетероатомных компонентов газа термоллиза асфальтенов на второй и третьей ступени показывает, что

H₂S образуется при 290 °С в гораздо большей степени, чем при 230 °С, тогда как кислородсодержащие компоненты, напротив, существенно преобладают на второй ступени термоллиза, а на третьей ступени их содержание ниже на 6–15 % мас. (рисунок 3). Следовательно, деструкция серосодержащих фрагментов вносит наибольший вклад в процесс термоллиза при 290 °С, тогда как разрушение кислородсодержащих структур определяет поведение асфальтенов при 230 °С. Также следует отметить, что в газах термоллиза на второй ступени содержание СО и СО₂ может существенно различаться, что связано с различной химической природой асфальтенов, подверженных термолизу, а именно различным количеством и расположением функциональных групп с 1 и 2 атомами кислорода. При этом во всех термолизатах асфальтенов при 290 °С концентрации кислородсодержащих газов очень близки и лишь доля Н₂S характеризуется существенными различиями. Таким образом, природа кислородсодержащих гетероатомных фрагментов в структуре асфальтенов не оказывает серьезного влияния на состав продуктов термоллиза при 290 °С, что может обуславливаться нивелированием различий их молекулярной структуры в процессе термодеструкции при 230 °С.

Выводы

В ходе проведенного исследования установлено, что состав углеводородных газов термоллиза асфальтенов при 120 °С коррелирует с их структурно-групповым составом, а также качественно и количественно дополняет его в части длины и разветвленности алкильных фрагментов, во многом отражает состав и структуру алифатических фрагментов их молекул. Это позволяет рекомендовать мягкий термоллиз для оценки структуры алкильных фрагментов асфальтенов. Показано, что состав газообразных продуктов термоллиза асфальтенов, а также их термическая стабильность при 230 °С зависят не от общего содержания гетероатомов, а от их наличия/отсутствия в структуре лабильных фрагментов. При этом ключевую роль при 230 °С играет деструкция кислородсодержащих структур. Состав углеводородных

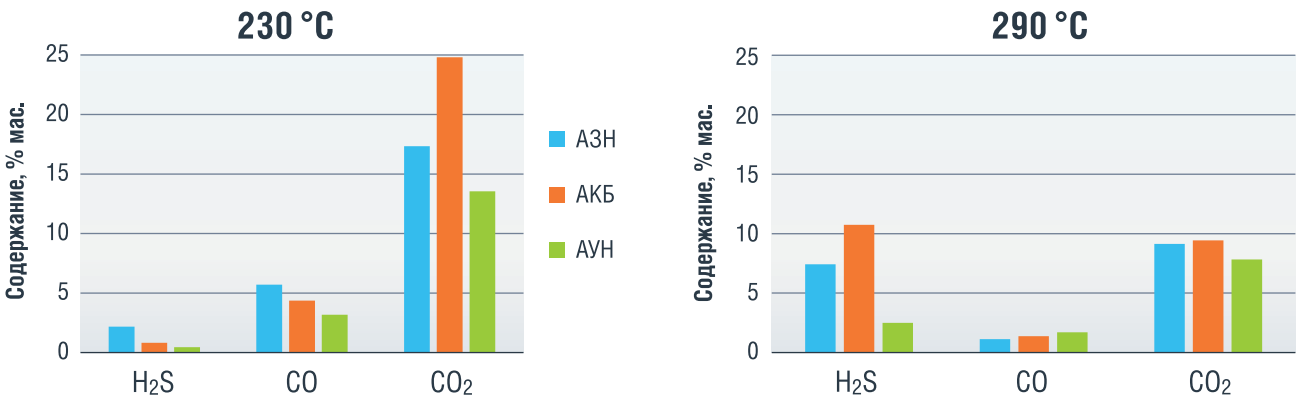
газов термоллиза асфальтенов при 290 °С практически идентичен для всех образцов и не зависит от структурно-группового состава исходных асфальтенов. Однако выход Н₂S максимальный на третьей ступени термоллиза и коррелирует с содержанием серы в асфальтенах, что также можно использовать как индикатор их термической стабильности. ●

Литература

- Воронецкая Н.Г., Певнева Г.С., Корнеев Д.С., Головки А.К. Влияние асфальтенов на направленность термических превращений углеводородов тяжелой нефти // Нефтехимия. 2020. Т. 60. № 2. С. 183–191.
- Вьюков М.Г. К вопросу о мировых тенденциях в добыче нефти // Вопросы отраслевого управления. 2016. № 3. С. 49–59.
- Дмитриев Д.Е., Головки А.К. Превращение смол и асфальтенов при термической обработке тяжелых нефтей // Нефтехимия. 2010. Т. 50. № 2. С. 118–125.
- Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Воронецкая Н.Г. Влияние состава и молекулярной структуры асфальтенов тяжелых нефтей на их реакционную способность в термодеструктивных процессах // Нефтехимия. – 2021. – Т. 61. – № 2. – С. 172–183.
- Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Головки А.К. Изменения состава и структуры асфальтенов нефти Усинского месторождения в процессе последовательного ступенчатого термического разложения // Химия в интересах устойчивого развития. 2018. Т. 26. № 2. С. 225–230.
- Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Головки А.К. Термические превращения асфальтенов тяжелых нефтей при температуре 120 °С // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия. 2019. Т. 12. №. 1. С. 101–117.
- Лядов А.С., Петрухина Н.Н. Добыча и переработка тяжелых нефтей – проблемы и перспективы (обзор) // Журнал прикладной химии. 2018. Т. 91. № 12. С. 1683–1692.
- Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. М.: Наука. 2012. 222 с.
- Халикова Д.А., Петров С.М., Башкирцева Н.Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казанского технологического университета. 2013. № 3. С. 217–221.
- AlHumaidan F.S., Hauser A., Rana M.S., Lababidi H.M.S. Impact of thermal treatment on asphaltene functional groups // Energy Fuels. 2016. Vol. 30. № 4. P. 2892–2903.
- Ancheyta H. Modeling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum. Boca-Raton: CRC Press. 2013. 524 p.
- Cheshkova T.V., Sergun V.P., Kovalenko E.Yu., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Resins and Asphaltenes of Light and Heavy Oils: Their Composition and Structure // Energy Fuels. 2019. Vol. 33. №. 9. P. 7971–7982.
- Hauser A., Bahzad D., Stanislaus A., Behbahani M. Thermogravimetric Analysis Studies on the Thermal Stability of Asphaltenes: Pyrolysis Behavior of Heavy Oil Asphaltenes // Energy and Fuels. 2008. Vol. 22. № 1. P. 449–454.
- Naghizada N., Prado G.H.C., de Klerk A. Uncatalyzed hydrogen transfer during 100–250 °C conversion of asphaltenes// Energy and Fuels. 2017. Vol. 31. № 7. P. 6800–6811.
- Sabbah H., Morrow A.L., Pomerantz A.E., Zare R.N. Evidence for island structures as the dominant architecture of asphaltenes // Energy Fuels. 2011. Vol. 25. № 4. P. 1597–1604.
- Schuler B., Meyer G., Pena D., Mullins O.C., Gross L. Unraveling the Molecular Structures of Asphaltenes by Atomic Force Microscopy // Journal of the American Chemical Society. 2015. Vol. 137. № 31. P. 9870–9876.

KEYWORDS: *asphaltenes, composition, structure, thermolysis, thermal stability.*

РИСУНОК 3. Содержание гетероатомных компонентов в составе газообразных продуктов термоллиза асфальтенов при 230 и 290 °С



НЕЙТРАЛИТЕТ ТУРКМЕНИСТАНА

как фактор энергетической безопасности и добрососедства для России в Средней Азии

АВТОР АНАЛИЗИРУЕТ ИСТОРИЧЕСКОЕ ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕЙТРАЛИТЕТА, ЕГО ПРИСУТСТВИЕ ВО ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ГОСУДАРСТВА, ВЛИЯНИЕ СТАТУСА НЕЙТРАЛИТЕТА ТУРКМЕНИСТАНА НА ДВУСТОРОННИЕ ОТНОШЕНИЯ С РОССИЕЙ И ПРИГРАНИЧНЫМИ ГОСУДАРСТВАМИ СРЕДНЕЙ АЗИИ. РАССМАТРИВАЕТСЯ ПОЛОЖИТЕЛЬНАЯ ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТУРКМЕНИСТАНА, УКРЕПЛЕНИЕ ТОРГОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ РОССИИ И ТУРКМЕНИСТАНА. ПОКАЗАНА МНОГОВЕКТОРНОСТЬ И ГИБКОСТЬ В РАЗВИТИИ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПАРТНЕРСТВА С ТУРКМЕНИСТАНОМ, ДИНАМИКА РОСТА ПОТЕНЦИАЛА РАЗВИТИЯ РОССИЙСКО-ТУРКМЕНСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА. ПРЕДСТАВЛЕНА ВЗАИМНАЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ ДВУХ СТРАН В ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ. НЕСМОТЯ НА ПОЛОЖИТЕЛЬНУЮ ДИНАМИКУ РАЗВИТИЯ ДВУСТОРОННИХ ОТНОШЕНИЙ, ПРИСУТСТВУЮТ НЕКОТОРЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ, СДЕРЖИВАЮЩИЕ ПОЛНОЦЕННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО. ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫМ ПРОВЕСТИ ДВУСТОРОННИЕ ПЕРЕГОВОРЫ МЕЖДУ ЦЕНТРАЛЬНЫМИ БАНКАМИ ДВУХ СТРАН И ПЕРЕЙТИ НА РАСЧЕТЫ В НАЦИОНАЛЬНЫХ ВАЛЮТАХ, РАССМОТРЕТЬ ВОПРОСЫ ВЗАИМНОГО КРЕДИТОВАНИЯ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ОТКРЫТИЯ ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЙ, КОТОРЫЕ БУДУТ РАСПРОСТРАНЯТЬ ЭКСПАНСИЮ РОССИЙСКОГО БИЗНЕСА В ИРАНЕ, ПАКИСТАНЕ, ИНДИИ И КИТАЕ. ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ АКТУАЛЬНЫМ ОПЫТ РОССИЙСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПХГ И УСТРАНЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ГИДРАТОВ В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР, КОТОРЫЙ БУДЕТ ПОЛЕЗЕН ГОСУДАРСТВЕННОМУ КОНЦЕРНУ «ТУРКМЕНГАЗ»

IN THE ARTICLE, THE AUTHOR ANALYZES THE HISTORICAL ORIGIN OF NEUTRALITY, ITS PRESENCE IN FOREIGN ECONOMIC ACTIVITY AND STATE SECURITY. HOW HAS TURKMENISTAN'S NEUTRALITY STATUS AFFECTED BILATERAL RELATIONS WITH RUSSIA AND WITH BORDER STATES IN CENTRAL ASIA? THE POSITIVE DYNAMICS OF THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OF TURKMENISTAN IS CONSIDERED. TRADE AND ECONOMIC RELATIONS BETWEEN RUSSIA AND TURKMENISTAN ARE STRENGTHENING. THE MULTI-VECTOR NATURE AND FLEXIBILITY IN THE DEVELOPMENT OF STRATEGIC PARTNERSHIP WITH TURKMENISTAN ARE SHOWN. THE MUTUAL INTEREST OF THE TWO COUNTRIES IN THE FIELD OF SECURITY IS SHOWN. DESPITE THE POSITIVE DYNAMICS OF THE DEVELOPMENT OF BILATERAL RELATIONS, THERE ARE SOME RESTRICTIONS THAT HINDER THE FULL-FLEDGED COOPERATION OF THE TWO COUNTRIES. IT SEEMS APPROPRIATE TO HOLD BILATERAL NEGOTIATIONS BETWEEN THE CENTRAL BANKS OF THE TWO COUNTRIES AND SWITCH TO SETTLEMENTS IN NATIONAL CURRENCIES, CONSIDER MUTUAL LENDING WITH THE POSSIBILITY OF OPENING A SUBSIDIARY OF SBERBANK OF RUSSIA IN ASHGABAT – FOR EXAMPLE, SBERBANK ASIA, WHICH WILL FURTHER EXPAND THE EXPANSION OF RUSSIAN BUSINESS IN IRAN, PAKISTAN, INDIA AND CHINA

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: безопасность, внешняя политика, газ, ЕАЭС, импорт, Каспийское море, конвенция, магистральный газопровод, нейтралитет, нефть, ОДКБ, ООН, стратегическое партнерство, СССР, СНГ, транспортно-логистический коридор, экспорт.

**Качелин
Александр Сергеевич**

старший научный сотрудник,
ФГБУН Институт
экономики РАН,
Центр инновационной
экономики и промышленной
политики,
К.Э.Н.

Актуальность темы продиктована ростом геополитических рисков, военного противостояния и неопределенности очередной трансформации мирового порядка в результате образования новой конфигурации международных экономических отношений и транснациональных блоков, способных оказывать огромное влияние на происходящие интеграционные процессы

в мире. Вместе с тем некоторые государства наблюдают со стороны на формирование нового мирового порядка и не принимают активного участия, сохраняя нейтралитет.

Главная особенность постоянного нейтралитета заключается в том, что государство, имеющее данный статус, обязано придерживаться его не только во время войны, но и в мирное время, в том числе,

не вступая в военные альянсы. Таким образом, данный институт приобретает первостепенное значение для поддержания мира и предотвращения военных конфликтов.

В настоящее время статус постоянного нейтралитета имеют следующие государства: Австрия, Камбоджа, Лаос, Мальта, Туркменистан и Швейцария.

Постоянный нейтралитет Туркменистана – исторически важное стратегическое решение

Денонсация договора об образовании СССР и подписание соглашения о создании Содружества независимых государств привели к появлению пятнадцати новых независимых стран. После распада СССР Туркменистан остался один на один со своими южными соседями – исламским государством Иран и непредсказуемым Афганистаном. В то время в соседних среднеазиатских республиках стала проводиться антироссийская политика, росло националистическое движение, а Россия в значительной степени была сконцентрирована на решении своих внутренних политических и экономических проблем, связанных с переходом от социализма к обществу с рыночной экономикой. Политика первого президента Туркменистана С.А. Ниязова, была направлена на недопущение межнациональных конфликтов на территории республики. Неоднократно С.А. Ниязов повторял: «Русские пришли к нам строить, лечить и учить, чтобы ни один волос не упал с их головы». Политическое руководство Туркменистана приняло исторически важное стратегическое решение о постоянном нейтралитете и подало соответствующую заявку в Генеральную Ассамблею ООН. Реальным историческим событием внешней политики Туркменистана стало провозглашение 12 декабря 1995 года Резолюции ГА ООН № 50/80 «статуса постоянного нейтралитета Туркменистана». В резолюции подчеркивается, что ООН, «выражая надежду на то, что статус постоянного нейтралитета Туркменистана будет содействовать укреплению

мира и безопасности в регионе, признает и поддерживает провозглашенный Туркменистаном статус постоянного нейтралитета». Подобный уникальный документ принят впервые в деятельности всего международного сообщества наций. Поддержка ООН – редкое явление в более чем полувековой истории этой международной организации. Резолюция ГА ООН выражает признание и поддержку статуса нейтралитета Туркменистана со стороны всех членов мирового сообщества, а также призывает государства уважать и поддерживать его. За ее принятие на сессии ГА ООН единогласно проголосовали 185 государств-членов мирового сообщества. Подобный успех единогласного голосования, возможно, связан с тем, что Туркменистан из всех бывших советских республик не имел какие-либо внутренние противостояния на национальной, религиозной, социально-политической почве, а также ни одно из граничащих государств не имело территориальных претензий к Туркменистану. Таким образом, учитывая вклад в историю международных отношений таких политических и миротворческих центров, как Австрия и Швейцария, с принятием статуса постоянного нейтралитета Туркменистана в азиатском регионе появился новый центр, где можно решать острые международные вопросы. Практический опыт миротворческой миссии Туркменистана был связан в урегулировании межджиджикского кризиса в 1995–1996 годах, в миротворческих усилиях ООН по мирному и политическому решению гражданского

противостояния в Афганистане в 1999 году, подтвердивших активное позитивное воздействие Туркменистана на региональные дела.

Нейтралитет как фактор предсказуемости российско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой отрасли

Экономический смысл нейтралитета можно охарактеризовать как неприкосновенность инвестиций, активов, вкладов, независимо от политических взглядов, вероисповедания и национальной принадлежности. Нейтральный статус Туркменистана, обуславливающий минимальный уровень внешнеполитических рисков, совместно с богатейшим углеводородным потенциалом и внутренней стабильностью предопределил интерес к стране со стороны международных компаний и обеспечил серьезный приток в национальную экономику иностранного капитала. Сегодня в Туркменистане успешно работают компании из Ирана, Индии, Китая, Малайзии, России, США, Турции, Японии, стран Персидского залива и Европейского союза. При их участии возродилась текстильная промышленность, модернизированы нефтегазовый комплекс (реконструкция Туркменбашинского комплекса нефтеперерабатывающих заводов и Сейдинского нефтеперерабатывающего завода, что позволило довести глубину переработки нефти до 90%)



и сельское хозяйство, ведется масштабное дорожное и жилищное строительство, переоснащена коммуникационная инфраструктура, развивается туристический бизнес.

В условиях геополитической нестабильности торгово-экономические отношения России и Туркменистана имеют особую ценность и потенциал для расширения сотрудничества. С учетом этого Туркменистан стремится создавать благоприятные внешние условия для равноправных, уважительных и взаимовыгодных связей в экономической сфере, не позволяет политизировать эти связи. При этом стратегия нейтралитета способствует устранению нездоровой конкуренции со стороны внешних сил, привлечению иностранных инвестиций на равноправной основе и диверсификации маршрутов поставок природного газа на мировой рынок. Следует отметить, что в этом году исполняется двадцать лет с момента подписания «Соглашения между Российской Федерацией и Туркменистаном в газовой отрасли» двумя президентами, предусматривающее поставки газа в Россию в течение 25 лет.

Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Туркменистана

Так же, как и в странах Персидского залива, все нефтегазовые месторождения в Туркменистане находятся в государственной собственности. Глубокое бурение на территории Туркменистана осуществляется Государственной корпорацией «Туркменгеология» при помощи экспедиций «Лебапнебит-Газгозлег», «Марынебитгазгозлег» и «Балканнебитгазгозлег». В ходе экспедиций ведутся углубленные буровые работы на нефтегазовых месторождениях юго-восточного и западных месторождений нефти и газа, а также на известных месторождениях.

Основными целями деятельности являются прирост запасов нефти и газового конденсата и открытие новых месторождений, плановый объем буровых работ составляет 28 000 м в год.

РИСУНОК 1. Динамика добычи и экспорта в Туркменистане, млн тонн



Источник: составлено автором по материалам ГК «Туркменнебит» и агентства Argus

По данным Государственной корпорации «Туркменгеология», в настоящее время в Туркменистане открыто 38 нефтяных и 82 газоконденсатных месторождения. В разработке находятся более 30 месторождений, наиболее крупные из них – Готурдепе, Барсагельмес, Челекенский блок, Кумдаг, Корпедже, Махтумкули, Окарем и блок Небитдаг, а также супергигантские газонефтяные месторождения – Галкыныш, Южный Иолотань.

Основной объем добычи нефти в стране, который обеспечивается государственным концерном «Туркменнебит», по итогам 2021 г. составил 8,9 млн тонн (рис. 1).

Экспорт нефти из Туркменистана производится в основном морским транспортом. Перевалка нефтеналивных грузов осуществляется через туркменские морские терминалы Кенар (Туркменбаши), Окарем и Аладжа в направлении портов Баку (Азербайджан), Нека (Иран), Махачкала (Россия).

В незначительных объемах осуществляются железнодорожные поставки нефти в Афганистан (6,5 тыс. т в 2021 г.) и газового конденсата – на «Бухарский НПЗ» в Узбекистане (258,2 тыс. т). В структуре экспортируемой нефти из Туркменистана в 2021 г. преобладают арабские и малазийские компании (рис. 2).

В соответствии с государственной «Программой развития нефтегазовой промышленности Туркменистана до 2030 года» планируется в 2030 году довести годовую добычу природного газа до 250 млрд м³, нефти – до 110 млн т, предусматривается увеличение объемов

нефтепродуктов и повышение их качества в результате переработки углеводородного сырья.

На территории Туркменистана расположены два нефтеперерабатывающих завода суммарной мощностью по первичной переработке 16,5 млн т нефтяного сырья в год, крупнейший в Центральной Азии «Туркменбашинский комплекс нефтеперерабатывающих заводов» (далее – ТКНПЗ), мощностью 10,5 млн т в год и «Сейдинский НПЗ» (далее – СНПЗ), мощностью 6 млн т в год, входящий в структуру «ТКНПЗ». Флагман нефтеперерабатывающей отрасли «ТКНПЗ» расположен на побережье Каспийского моря. Его основными направлениями развития являются внедрение новых технологий, увеличение видов и качества выпускаемой продукции, повышение ее конкурентоспособности и соответствие передовым мировым стандартам. Поставка сырья на комплекс для переработки и отгрузка готовой продукции осуществляются с использованием трубопроводного, морского, железнодорожного и автомобильного транспорта. На «ТКНПЗ» выпускаются высокооктановые автомобильные бензины, дизельное топливо с низким содержанием серы, авиационный и технический керосин, нефтяной кокс, полипропилен, более пятидесяти типов технических масел и смазок, сжиженный углеводородный газ, высококачественные строительные и дорожные битумы. Готовая продукция экспортируется в Афганистан, Грузию, Иран, Италию, Китай, Нидерланды, ОАЭ, Пакистан, Россию, Таджикистан, Турцию, Швецию и Японию.

Постоянная модернизация и обновление технологического оборудования на «ТКНПЗ» позволит увеличить глубину переработки нефти выше 90 процентов.

Сейдинский нефтеперерабатывающий завод расположен в Лебапском велаяте (области), на левом берегу реки Амударья, в двух километрах от нее, в городе Сейди Даневского района в 80 км к северо-западу от Туркменабада (Чарджоу). Первоначально проект «СНПЗ» был разработан для переработки нефти Западной Сибири, поставляемой по нефтепроводу «Омск – Павлодар – Шымкент – Бухара – Чарджоу».

Туркменистан полностью обеспечивает внутренний спрос на нефтепродукты и является нетто-экспортером, осуществляя поставки на внешний рынок. В 2021 г. объем экспорта нефтепродуктов составил около 1,8 млн т, меньше на 10,7% к 2020 году (рис. 3).

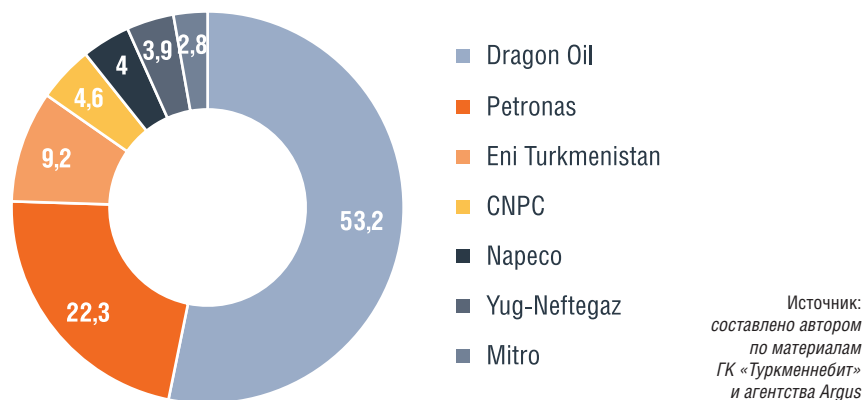
Значительные объемы нефтепродуктов из Туркменистана экспортируются морским транспортом в Азербайджан, Россию, Иран для последующего экспорта в страны Европы, а также железнодорожным и автомобильным транспортом в Афганистан, Узбекистан и Таджикистан.

Газовая промышленность Туркменистана

Туркменистан, как и Россия, является крупной газодобывающей державой и входит в пятерку основных стран по запасам природного газа, составляющим порядка 20 трлн м³ (рис. 4). На территории Туркменистана в разработке находятся более 40 газовых месторождений: супергигантское – Галкыныш¹, крупнейшие – Багаджа, Газлыдепе, Гарабил, Гарашсызлыгын 10-йыллыгы, Гуррукбил, Довлетабад, Зеакли-Дерваза, Керпичли, Малай, Самандеде, Наип, Акпатлавук, Кеймир, Алтыгуйы, Корпедже, Окарем, Шатлык, группа кладовых центрального района пустыни Каракумы и другие.

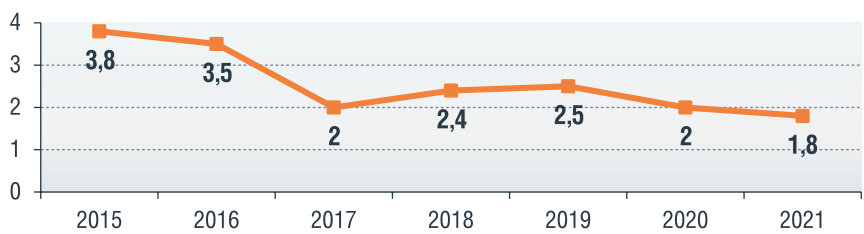
¹ GCA: Turkmenistan's Iolotan gas field is world's second-largest. URL: <https://www.ogj.com/exploration-development/reserves/article/17266102/gca-turkmenistans-iolotan-gas-field-is-worlds-secondlargest> (дата обращения: 10.03.2023).

РИСУНОК 2. Структура экспорта нефти из Туркменистана в 2021 г., %



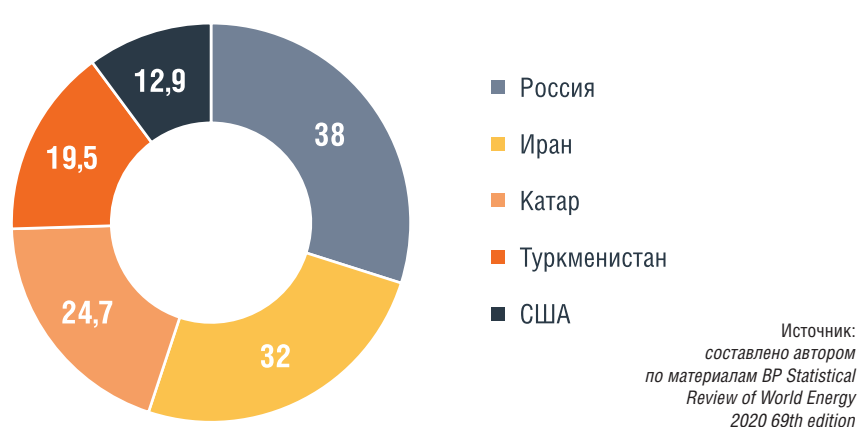
Источник: составлено автором по материалам ГК «Туркменнебит» и агентства Argus

РИСУНОК 3. Динамика экспорта нефтепродуктов из Туркменистана, млн тонн



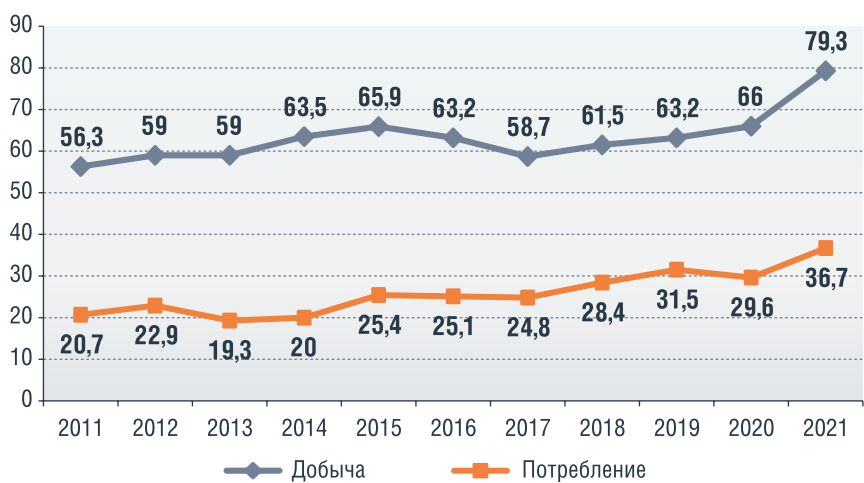
Источник: составлено автором по материалам ГК «Туркменнебит», «ТКНПЗ» и агентства Argus

РИСУНОК 4. Страны лидеры по запасам природного газа, трлн м³



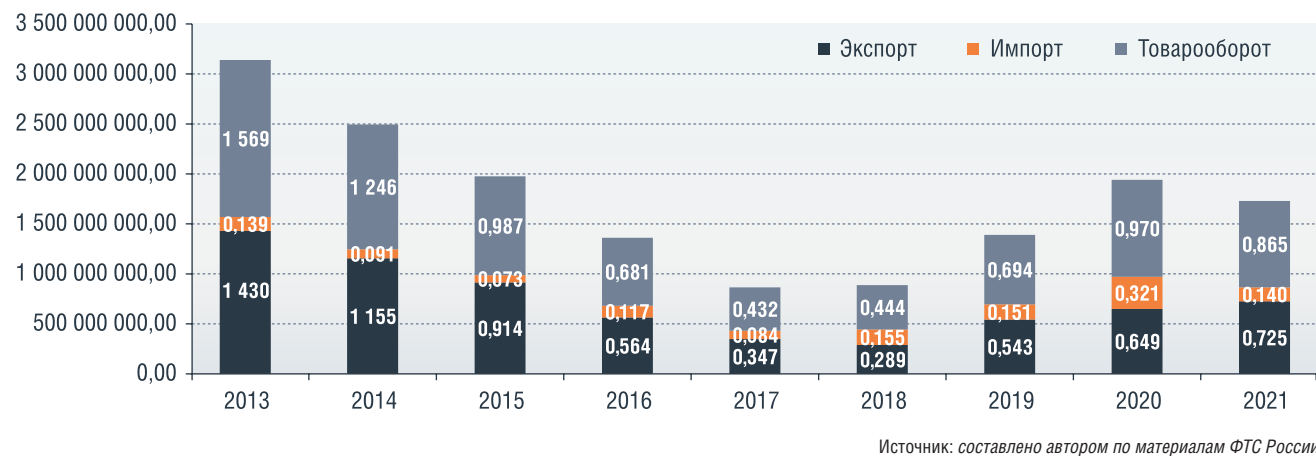
Источник: составлено автором по материалам BP Statistical Review of World Energy 2020 69th edition

РИСУНОК 5. Динамика добычи и потребления газа в Туркменистане, млрд м³



Источник: составлено автором по материалам BP Statistical Review of World Energy 2022 71st edition

РИСУНОК 6. Товарооборот России и Туркменистана в 2013–2021 гг., млн долл. США



Государственный концерн «Туркменгаз» — одна из крупнейших энергетических компаний мира, деятельность, которой охватывает такие области, как разведка, добыча, переработка и экспорт природного газа. По итогам 2021 г. добыча природного газа в Туркменистане составила 79,3 млрд м³ (рис. 5).

Освоение и добыча газа на шельфовых месторождениях Каспийского моря осуществляется иностранными компаниями (китайская «CNPC», малайзийская «Petronas») на условиях соглашения о разделе продукции.

Потребление природного газа в Туркменистане в 2021 г. составило 36,7 млрд м³ (рис. 5), рост спроса обусловлен вводом в строй новых газотурбинных электростанций и газоперерабатывающих комплексов, в том числе — полимерный завод в Киянлы, завод по производству карбамидных удобрений в Гарабогазе и завод по производству синтетического бензина в Ахалском велаяте (области)².

Главными потребителями являются тринадцать предприятий электроэнергетики: Марыйская государственная электростанция (1685 МВт), Дервезинская ГЭС (504,5 МВт), Туркменбашинская ТЭЦ (420 МВт), Балканабадская ГЭС (380,2 МВт), Абаданская ГЭС (321 МВт), Авазинская ГЭС (254,2 МВт), Алахская ГЭС (254,2 МВт), Ашхабадская ГЭС (254,2 МВт), Дашогузская ГЭС (254,2 МВт), ГЭС «Ватан» (254 МВт), Сейдинская ТЭЦ (160 МВт), Лебапская ГЭС (149,2 МВт) и гидроэлектростанция Гиндукушская (1,2 МВт); предприятия

текстильной, сельскохозяйственной промышленности и жилищно-коммунального хозяйства. Оператором магистральных газопроводов в республике является ГК «Туркменгаз».

Исторически с использованием традиционных маршрутов Туркменистан реализовал ряд крупных проектов по выводу своих энергоносителей на мировые рынки: газопровод «Туркменистан — Китай» и вторую ветку газопровода «Туркменистан — Иран». Кроме этого, в стадии реализации находится еще один крупный энергетический проект — строительство газопровода «Туркменистан — Афганистан — Пакистан — Индия» (далее — ТАПИ). Он пользуется поддержкой всех стран-участниц, крупных международных финансовых институтов, в том числе Азиатского банка развития.

Россия также проявила интерес к данному проекту и готова принять участие в реализации магистрального газопровода ТАПИ. Проект является логическим продолжением долгосрочной энергетической стратегии, предполагающей строительство новых международных газопроводов в различных направлениях.

В настоящее время основным импортером туркменского газа является Китай. В 2021 г. Туркменистан экспортировал в Китай около 34 млрд м³ природного газа. Учитывая достигнутые между двумя странами договоренности и инвестиции Китая в Туркменистан, а также проект Китая «Один пояс — один путь», у туркменского газа появляется гарантированное

будущее на китайском рынке. Наряду с ростом импорта природного газа в Китай растет экспорт туркменского газа в страну, при этом две страны стремятся увеличить объем торговли природным газом до 65 млрд м³ в год, договорившись о строительстве четвертой линии газопровода из Туркменистана в Китай. Вместе с тем одним из перспективных, но пока не освоенных рынков сбыта энергоресурсов остается Индия. Это касается как поставок нефти и нефтепродуктов, так и природного газа.

Кроме этого, Туркменистан заинтересован в строительстве подземного хранилища газа на своей территории с целью сглаживания суточной и сезонной неравномерности внутреннего спроса и экспортных поставок, поддержания давления в газотранспортной системе и хранения резервов газа на случай нештатных ситуаций, которые являются неотъемлемой частью газотранспортной системы. Актуальность строительства ПХГ показала чрезвычайная ситуация со сбоем и приостановкой на несколько дней поставок туркменского газа в Узбекистан, которая возникла из-за образования гидратных пробок³ в газопроводах в связи с аномальными морозами.

² Туркменистан увеличил добычу и экспорт природного газа. URL: <https://www.turkmenistan.gov.tm/ru/post/57081/turkmenistan-uvlechil-dobychu-i-eksport-prirodnogo-gaza> (дата обращения: 10.03.2023).

³ Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) — кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и газа.

На территории России ПАО «Газпром» эксплуатирует 23 ПХГ в 27 геологических структурах. При этом ПАО «Газпром» имеет опыт работы с ПХГ различного типа — созданных в выработанных месторождениях углеводородов, водоносных пластах и соляных кавернах.

Опыт российских специалистов в строительстве ПХГ и в устранении отложений гидратов в газотранспортной системе в условиях низких температур будет полезен Государственному концерну «Туркменгаз».

Перспективы развития торгово-экономического сотрудничества России и Туркменистана

Мировая экономика проходит самое серьезное испытание с момента окончания Второй мировой войны. На фоне обострившихся отношений между Россией и Украиной и введенных санкций со стороны стран Европы и США в отношении России появляются новые возможности для развития российско-туркменского торгово-экономического сотрудничества. Объем товарооборота между Россией и Туркменистаном по итогам 2022 г. составил один млрд долл. США и этот показатель будет расти за счет реализации совместных коммерческих проектов.

В 2021 г. товарооборот России с Туркменистаном составил 865 077 740 долл. США, уменьшившись на 10,83 % (105 093 554 долл. США) по сравнению с 2020 годом.

Экспорт России в Туркменистан в 2021 г. составил 725 414 330 долл. США, увеличившись на 11,68 % (75 872 856 долл. США) по сравнению с 2020 годом.

Импорт России из Туркменистана в 2021 г. составил 139 663 410 долл. США, уменьшившись на 56,44 % (180 966 410 долл. США) по сравнению с 2020 годом (рис. 6).

В структуре экспорта России в Туркменистан в 2021 г. традиционно основную долю поставок составили следующие виды товаров: машины, оборудование и транспортные средства — 44,34 %;

продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье — 17,84 %; продукция химической промышленности — 16,69 %; металлы и изделия из них — 14,28 %.

В структуре импорта России из Туркменистана в 2021 г. основная доля поставок пришлась на следующие виды товаров: текстильная продукция и обувь — 42,85 %; продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье — 32,97 %; продукция химической промышленности — 23,75 %. Таким образом, Туркменистан, расширяя товарную номенклатуру внешнеэкономической деятельности, превращается из монопродуктового экспортера торгового партнера. Несмотря на невысокие темпы роста взаимной торговли, имеются значительные перспективы по увеличению товарооборота между двумя странами. Для Туркменистана это гарантированный рост экспорта в Россию хлопка, продукции текстильного и агропромышленного комплекса, химической продукции. Туркменистан, в свою очередь, заинтересован в сотрудничестве с Россией в области фармацевтической промышленности (вакцины), судостроении (строительство морских судов для Каспийской флотилии), станкостроительной и автомобильной промышленности (поставки грузового автотранспорта «КАМАЗ» и «ГАЗ») и высокотехнологичной продукции (телекоммуникационное оборудование и др.) и геологоразведке.

Важную роль в развитии российско-туркменских торговых взаимоотношений осуществляет межправительственная Российско-Туркменская комиссия по экономическому сотрудничеству и Группа высокого уровня по поддержке торговли и инвестиций (далее — ГВУ). Очередная встреча ГВУ и российско-туркменский бизнес-форум состоялись в январе текущего года. С российской стороны в форуме приняли участие более 300 представителей деловых кругов и организаций, по результатам которого представители бизнеса двух стран подписали более 50-ти двусторонних соглашений. Кроме этого, регулярно проходят

межрегиональные бизнес-форумы и встречи на уровне глав субъектов России с Туркменистаном. Активными участниками межрегионального сотрудничества с Туркменистаном являются Астраханская, Челябинская, Кемеровская области, Республика Татарстан (в марте текущего года в Ашхабаде состоялся туркмено-татарстанский бизнес-форум) и г. Санкт-Петербург.

Заключение

Нейтралитет Туркменистана служит благоприятной платформой для развития дружественных и взаимовыгодных связей между двумя государствами в период глобальной нестабильности, особенно учитывая его выгодное географическое расположение.

Туркменистан активно способствует международному партнерству по формированию современной транспортно-транзитной инфраструктуры в сочетании возможностей наземного, водного и воздушного транспорта. Важную роль здесь призваны играть комбинированные транзитно-транспортные коридоры по направлениям Север — Юг и Запад — Восток, объединяющие страны Ближнего Востока, Юго-Восточной и Центральной Азии, Кавказа с выходом в Европу и Центральноазиатским государствам, а также имеющие выходы к Персидскому заливу. Положительным примером международного партнерства по формированию современной транспортно-транзитной инфраструктуры является ввод в эксплуатацию транснациональной железнодорожной магистрали «Казахстан — Туркменистан — Иран».

С учетом формирования современной транспортно-транзитной инфраструктуры в Туркменистане, полезно провести двусторонние переговоры между министерствами транспорта России и Туркменистана по вопросу унификации тарифной политики в области грузовых автомобильных и железнодорожных перевозок. Более того, целесообразно министерствам транспорта двух стран при поддержке Правительств Российской Федерации и Туркменистана рассмотреть вопрос о взаимном открытии представительств

ОАО «РЖД» в Ашхабаде и агентства «Туркмендемиреллары»⁴ в Москве в рамках совместного сотрудничества в развитии транзитно-транспортной инфраструктуры, в том числе скоростные перевозки пассажиров по железной дороге поездами дальнего следования.

Сегодня нейтральный Туркменистан является одним из признанных миротворческих центров не только Центральной Азии, но в мире в целом. Учитывая, что Швейцария де-факто не соблюдает свой нейтральный статус, так как принятие санкций против России нарушает нейтральный статус самой Швейцарии, что противоречит конституции страны, Туркменистан, следуя принципам постоянного нейтралитета, имеет моральное право на очередной ГА ООН сделать заявление о переносе многочисленных международных организаций и секретариатов (например, Всемирная торговая организация, Всемирная метеорологическая организация, Всемирная организация интеллектуальной собственности, Всемирная организация здравоохранения, Международная организация труда, Международная организация по миграции и многие другие), базирующихся в Женеве, в другие нейтральные страны – Ашхабад (Туркменистан), Вьентьян (Лаос), Пномпень (Камбоджа), Валлетту (Мальта), тем самым нивелируя политическое влияние США и Европейского союза на принятие решений этими организациями.

Кроме этого, учитывая нейтральный статус Туркменистана и практический опыт проведения переговоров по урегулированию межэтнических конфликтов в Средней Азии, официальный Ашхабад мог бы провести на своей территории саммит по урегулированию конфликта между Россией и Украиной при посредничестве Китая, Саудовской Аравии, Ирана (тем более, что Иран и Саудовская Аравия подписали в Китае совместное заявление о возобновлении работы своих посольств и консульств) или Бразилии.

В нынешнем году Туркменистан отмечает 28-ю годовщину международного признания своего нейтрального статуса. Значимая дата, важнейшее

событие в независимой истории туркменского государства, этапный рубеж в его внешней политике. По итогам более четверти века можно говорить об очевидных позитивных результатах нейтрального статуса Туркменистана.

В глобальном масштабе Туркменистану удалось выстроить партнерские отношения с основными мировыми центрами – Россией, Китаем, Евросоюзом и США. На региональном уровне Туркменистан установил добрососедские и равноправные отношения с сопредельными странами и крупными региональными державами – Ираном, Турцией, Пакистаном и Индией. На туркменской земле интересы этих государств никогда не входили в противоречия. Таким образом, суть философии нейтралитета можно определить так: равно дружить и поддерживать добрые отношения со всеми, но не дружить ни с кем против кого-то.

Нейтральный статус позволяет Туркменистану осуществлять двух- и многостороннее военно-техническое сотрудничество, иметь в своем распоряжении Вооруженные силы для взаимодействия в борьбе с общими для региона угрозами – терроризмом, наркотрафиком, транснациональной оргпреступностью. Военная доктрина страны носит исключительно оборонительный характер, в которой прописан запрет на использование туркменских Вооруженных сил за пределами своих границ.

За последнее время дружественные связи России и Туркменистана, основанные на доверии, историческом прошлом и взаимном уважении значительно укрепляются и являются гарантией увеличения торгово-экономической кооперации на благо процветания двух государств.

Несмотря на положительную динамику в двусторонних российско-туркменских отношениях, возникают вопросы, сдерживающие многопрофильное сотрудничество предпринимателей двух стран. Если считать 2022-й годом попытки всемирного отказа от американского доллара во взаимных торговых и межбанковских расчетах, то сегодня актуально провести двусторонние

переговоры между центральными банками двух стран и перейти на расчеты в национальных валютах. Целесообразно рассмотреть вопросы взаимного кредитования с возможностью открытия дочерней компании ПАО «Сбербанк России» в Ашхабаде, которая в дальнейшем будет распространять экспансию российского бизнеса в Иране, Пакистане, Индии и Китае. ●

Литература

1. Официальный сайт Государственной корпорации «Туркменгеология» // URL: <https://tmgeology.gov.tm/ru/institute/drilling> (дата обращения: 31.03.2023).
2. Официальный сайт Государственного концерна «Туркменнефть» // URL: <https://turkmennebit.gov.tm/ru/articles/47> (дата обращения: 31.03.2023).
3. Официальный сайт ПАО «Газпром». Подземное хранение газа // URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/> (дата обращения: 31.03.2023).
4. ТПП РФ – Товарооборот России и Туркмении будет расти благодаря новым проектам // URL: <https://news.tpprf.ru/ru/opinion/4035694/> (дата обращения: 31.03.2023).
5. Торговля между Россией и Туркменистаном в 2021 г. // URL: <https://russian-trade.com/reports-and-reviews/2022-02/torgovlya-mezhdu-rossiye-i-turkmenistanom-v-2021-g/> (дата обращения: 31.03.2023).
6. Миграция А.А. Внешнеэкономическая политика Туркмении: итоги десятилетия // – Геоэкономика энергетики. № 1 (13). 2021. С. 43–66. DOI: 10.48137/2687-0703_2021_13_1_43.
7. Официальный сайт Правительства Российской Федерации. Российско-Туркменский бизнес-форум // URL: <http://government.ru/news/47571/> (дата обращения: 31.03.2023).
8. Названы перспективные направления сотрудничества между Туркменистаном и Татарстаном // URL: <https://turkmenportal.com/blog/59251/nazvany-perspektivnyye-napravleniya-sotrudnichestva-mezhdu-turkmenistanom-i-tatarstanom> (дата обращения: 31.03.2023).
9. Reuters: Швейцария близка к отказу от нейтралитета в вопросе поставок оружия // URL: <https://www.vedomosti.ru/politics/news/2023/02/07/961954-reuters-shveitsariya-blizka-k-otkazu-ot-neitraliteta> (дата обращения: 31.03.2023).
10. Официальный сайт Президента Российской Федерации. Подписан закон о ратификации соглашения между Россией и Туркменистаном о сотрудничестве в области безопасности // URL: <http://www.kremlin.ru/acts/news/64364> (дата обращения: 31.03.2023).

KEYWORDS: *neutrality, foreign policy, oil, gas, main gas pipeline, strategic partnership, convention, USSR, CSTO, EAEU, CIS, UN, export, import, security, Caspian Sea, transport and logistics corridor.*

⁴ Агентство «Туркмендемиреллары» («Туркменские железные дороги») – орган исполнительной власти, осуществляющий функции по оказанию государственных услуг, управлению государственным имуществом, а также правоприменительные функции в сфере железнодорожного транспорта Туркменистана. «Туркмендемиреллары» является подведомственным Министерства промышленности и коммуникации Туркменистана.

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

А. Миллер и Т. Йылдыз: российско-турецкие отношения в энергетике имеют хороший потенциал для развития

В июне 2013 г. состоялась встреча А. Миллера и министра энергетики Турции Т. Йылдыза. Особое внимание уделили перспективам развития сотрудничества в области поставок российского



газа и реализации совместных проектов в энергетической сфере. Было отмечено, что газопровод «Голубой поток» представляет особую значимость с точки зрения восполнения газа на турецком рынке.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня российский газ поступает в Турцию по двум МГП: «Голубому потоку» мощностью 16 млрд м³ в год и «Турецкому потоку» мощностью 32 млрд м³ в год, две нитки которого можно считать частью нереализованного «Южного потока».

Газ, идущий по «Турецкому потоку» предназначен для нужд самой Турции и для поставок в страны Южной и Юго-Восточной Европы. В октябре 2022 г. Россия предложила Турции создать газовый транспортный узел на ее территории. В мае 2023 г. глава Минэнерго Турции Ф. Донмез



сообщил, что хаб планируется построить в течение года. Турция планирует экспортировать по газовому хабу около 40 млрд м³ газа.

Япония готова покупать у РФ до 30 % природного газа

Япония хочет получать из России до 30 % природного газа, но существует ряд сложных моментов в отношении российских проектов, заявил сотрудник исследовательского центра Tokyo Foundation Т. Абиру. Другой вопрос, сможет ли Россия столько газа поставить. Рынок СПГ для России относительно новый, а наиболее реалистичным проектом является Сахалин-1, но и он не даст 30 % от потребления газа в Японии.

• Комментарий Neftegaz.RU

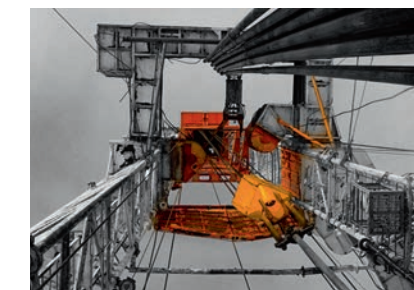
В январе 2023 г. Япония снизила объем импорта СПГ из России на 9,7 %. Общий объем импортированного СПГ Японией составил 6,823 млн т. Это максимум с февраля 2022 г., но цифра уступает показателю за январь 2021 г. Правительство Японии неоднократно заявляло, что крайне заинтересовано в поставках СПГ и нефти с Сахалина-2. Они временно выведены из-под действия решений, связанных с ценовым потолком. Правительство Японии нацелено на импорт не менее 840 тыс. т СПГ в год, страна рассчитывает проводить такие закупки минимум до февраля 2024 г.

Южно-Киринское ГКМ стало конкурентом Штокмана

Южно-Киринское НГКМ, недавно открытое Газпромом на шельфе Сахалина, обладает практически теми же запасами, что и Штокман, и находится гораздо ближе к рынкам АТР, поэтому освоением Штокмана могут заняться будущие поколения, сообщил в 2013 г. зампред правления Газпрома А. Круглов.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2014 году Газпром выражал намерение вернуться к освоению Штокмановского проекта в 2028 году. В декабре 2019 г. было принято решение о прекращении деятельности и ликвидации компании оператора, занимающейся разработкой месторождения. Минэнерго РФ считает возможным реализовать СПГ-проект на базе Штокмановского месторождения к 2035 году.



В феврале 2022 г. Газпром и CNPC подписали договор на поставку 10 млрд м³ природного газа год по МГП Сила Сибири-3, ресурсной базой станут месторождения проекта Сахалин-3 – Киринское, Мыгинское и Южно-Киринское. ●

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГНОЗОВ по одному из месторождений Пермского края

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ТЕОРИЯ ОЦЕНКИ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГНОЗОВ НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОГО ЧИСЛА ВЕЛИЧИНЫ ЧИСТОГО ДИСКОНТИРОВАННОГО ДОХОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ФУНКЦИИ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ И ФУНКЦИИ РИСКА ПО МОДЕЛИ НЕДОСЕКИНА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЧЕТКО-ИНТЕРВАЛЬНОГО МЕТОДА ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЛУЧИТЬ КОЛИЧЕСТВЕННУЮ И КАЧЕСТВЕННУЮ ОЦЕНКУ РИСКОВАННОСТИ ПРОЕКТА И ОПРЕДЕЛИТЬ СТЕПЕНЬ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ РИСКА НА ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТЬ. ОЦЕНКА ПРОВОДИЛАСЬ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ. С ЭТОЙ ЦЕЛЬЮ ПРИМЕНЯЛАСЬ РАЗРАБОТАННАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ ПРОСЧИТАТЬ ВОЗМОЖНЫЕ РИСКОВЫЕ СИТУАЦИИ РАССМАТРИВАЕМОГО ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА. ДАННЫЙ МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ФОРМАЛИЗАЦИЮ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, ВОЗНИКАЮЩУЮ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ИНВЕСТИЦИОННЫМИ ПОТОКАМИ, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ КРАЙНЕ ВАЖНЫМ

THE PAPER CONSIDERS A MATHEMATICAL THEORY OF RISK ASSESSMENT OF INVESTMENT FORECASTS BASED ON A FUZZY NUMBER OF NET PRESENT VALUE USING THE MEMBERSHIP FUNCTION AND THE RISK FUNCTION ACCORDING TO THE NEDOSEKIN MODEL. THE USE OF THE FUZZY-INTERVAL METHOD MAKES IT POSSIBLE TO OBTAIN A QUANTITATIVE AND QUALITATIVE ASSESSMENT OF THE RISKINESS OF THE PROJECT AND DETERMINE THE DEGREE OF INFLUENCE OF RISK FACTORS ON ITS EFFECTIVENESS. FOR THIS PURPOSE, THE DEVELOPED INTELLECTUAL SYSTEM IS USED, WHICH ALLOWS YOU TO CALCULATE THE POSSIBLE RISK SITUATIONS OF THE INVESTMENT PROJECT UNDER CONSIDERATION. THIS MATHEMATICAL APPARATUS PROVIDES A FORMALIZATION OF THE UNCERTAINTY THAT ARISES IN THE MANAGEMENT OF INVESTMENT FLOWS, WHICH IS EXTREMELY IMPORTANT

Ключевые слова: нефтегазовый проект, оценка риска, нечеткие числа, математический аппарат, интеллектуальная система.

**Богаткина
Юлия Геннадьевна**
ведущий научный
сотрудник,
Федеральное
государственное
бюджетное учреждение
науки,
Институт проблем нефти
и газа Российской
академии наук,
к.т.н.

Практика проведения и экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов свидетельствует о необходимости всестороннего учета факторов неопределенности. При оценке вариантов в многостадийном проектировании разработки месторождений учитывается влияние риска, позволяющего уточнить эффективность и надежность технико-экономических решений в условиях особенности работы нефтегазодобывающего производства.

К ним относятся: недостоверность геолого-промысловых параметров, недоразведанность месторождения, качество строительства скважин, высокая капиталоемкость, недостаточная обоснованность прогноза динамики добычи нефти и коэффициентов нефтеотдачи, сложность в определении предстоящих затрат и цен в условиях непредсказуемости рыночной конкуренции. Влияние факторов неопределенности на инвестиционный проект приводит к неожиданным потерям, убыткам

даже в тех проектах, которые первоначально признаны экономически целесообразными для инвестирования. Неучтенные негативные сценарии развития событий, возможно, и малоожидаемые, могут произойти и помешать реализации инвестиционного проекта. Учет неопределенности информации напрямую зависит от выбора математического аппарата, определяемого математической теорией, и обеспечивает приемлемую формализацию неопределенности, возникающую при управлении инвестиционными потоками, что является крайне важным.

Видится, что применение теории нечетких множеств (ТНМ) позволит в какой-то степени решить эту проблему, формируя полный спектр сценариев по оценке инвестиционного проекта [1 – 7].

Нечетко-интервальный метод может быть применен с целью оценки риска инвестиционных прогнозов при реализации нефтегазовых инвестиционных проектов. С этой целью применяется разработанная интеллектуальная система, которая позволяет просчитать возможные рисковые ситуации рассматриваемого инвестиционного проекта [8, 9].

ТАБЛИЦА 1. Основные технико-экономические показатели по освоению одного из месторождений Пермского края

Основные технико-экономические показатели	
Фонд добывающих скважин (шт.)	94
Фонд нагнетательных скважин (шт.)	31
Добыча нефти (тыс. т)	3339
Добыча газа (млн м³)	536
Выручка от реализации нефти (млн руб.)	53 512
Выручка от реализации газа (млн руб.)	1596
Суммарная выручка (млн руб.)	55 108
Капитальные вложения (млн руб.)	4814
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.)	31 364
В том числе:	
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.)	4299
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.)	4712
Налоги в составе себестоимости (млн руб.)	22 353
Налоги вне себестоимости (млн руб.)	12 846
Себестоимость (руб./т)	10 457
Поток денежной наличности (млн руб.)	6085
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	207
Срок окупаемости (лет)	11
Индекс доходности (ед.)	1,28
Доход государства (млн руб.)	35 199

На наш взгляд, использование математического аппарата ТНМ поможет экспертам формализовать свои представления о возможных значениях чистого дисконтированного дохода (ЧДД), как основного экономического критерия, в терминах задания характеристической функции (функции принадлежности) [10, 11]. При этом от экспертов требуется указать в начале множество тех значений критерия, которые неприемлемы для рассмотрения, а затем проранжировать множество возможных значений по степени принадлежности к данному нечеткому множеству [10]. Использование нечетко-интервального метода дает возможность получить

количественную и качественную оценку рискованности проекта и определить степень влияния факторов риска на его эффективность. Проведем оценку риска эффективности извлечения запасов нефти при изменении ЧДД недропользователя по нечетким моделям. В качестве оценочного показателя в системе будем использовать «треугольное нечеткое число», которое получено на основе отклонения регулирующих параметров (капитальных, эксплуатационных затрат, а также уровней добычи и цены на нефть) по варианту разработки одного из месторождений Пермского края [12] (таблица 1).

ТАБЛИЦА 2. Значения ЧДД и функции принадлежности при изменении регулирующих параметров по освоению месторождения

Колебания показателей (+, -)	Чистый дисконт. доход, тыс. руб.	α
Изменение добычи нефти		
-20 %	-985 563,67	0
-15 %	-662 635,10	0
-10 %	-369 101,74	0
0 %	207 101,55	1
10 %	783 304,84	0,601
15 %	1 071 406,48	0,40149
20 %	1 359 508,12	0,20199
Влияние изменения цен на внешнем рынке		
-20 %	-1 326 107,06	0
-15 %	-905 798,95	0
-10 %	-516 451,86	0
0 %	207 101,55	1
10 %	929 152,13	0,5
15 %	1 290 177,41	0,25
20 %	1 651 202,70	0
Влияние изменения капитальных затрат		
-20 %	578 378,31	0,7429
-15 %	485 559,12	0,80718
-10 %	392 739,93	0,87145
0 %	207 101,55	1
10 %	21 463,17	0,87892
15 %	-71 356,02	0
20 %	-164 175,21	0
Влияние изменения текущих затрат		
-20 %	432 785,11	0,84372
-15 %	376 364,22	0,88279
-10 %	319 943,33	0,92186
0 %	207 101,55	1
10 %	94 259,77	0,9264
15 %	37 838,88	0,8896
20 %	-18 582,01	0
max	1 651 202,70	$\alpha_{ср}$
min	-1 326 107,06	0,48998

Месторождение по величине начальных извлекаемых запасов относится к категории «средних» со сложным геологическим строением. При оценке ЧДД используются регулирующие технико-экономические показатели представленные выше.

Следует принять, что критерий находится в диапазоне [$ЧДД_{min}$, $ЧДД_{max}$], а также принимается, что значение $ЧДД_0$ является величиной, полученной без отклонений регулирующих параметров по проекту. Таким образом, нечеткое треугольное число имеет вид ($ЧДД_{min}$, $ЧДД_0$, $ЧДД_{max}$). Параметры этого математического выражения будем называть «значимыми точками», которыми можно сопоставить вероятности реализации соответствующих сценариев – «пессимистического», «нормального» и «оптимистического».

Зададимся множеством нечетких чисел для анализа эффективности инвестиционного проекта по модели Российского налогообложения с помощью функции принадлежности, рассчитываемой на основе изменения ЧДД недропользователя (таблица 2).

На основании таблицы построим треугольную функцию принадлежности нечеткого числа ЧДД (рис. 1). Нулевые значения функции соответствуют отрицательным значениям ЧДД.

По оси «х» отражено изменение значения ЧДД относительно максимума, по оси «у» вероятность α_1 возникновения значения ЧДД. Задача инвестиционного выбора в данном рассмотрении есть процесс принятия решения в расплывчатых условиях, когда решение достигается слиянием целей и ограничений. Отметим, что главным ограничением по проекту является отрицательное значение ЧДД, что свидетельствует об убыточности проекта, а граничным значением эффективности проекта является величина ЧДД ≈ 0 . Среднее значение функции принадлежности ($\alpha_{ср}$) является количественной оценкой рискованности проекта.

Чем выше показатель $\alpha_{ср}$, тем устойчивее проект. При этом показатель изменяется на интервале от 0 до 1.

РИСУНОК 1. Треугольная функция принадлежности нечеткого числа ЧДД

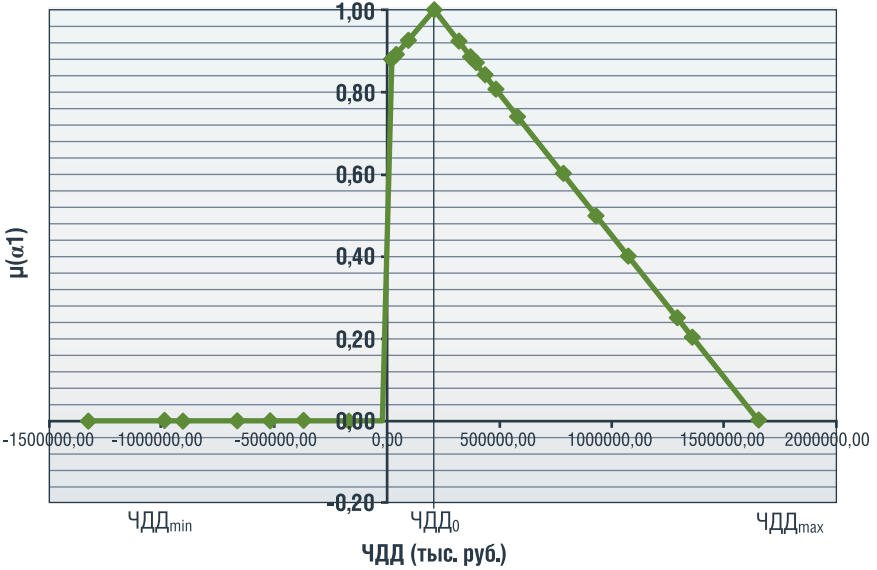
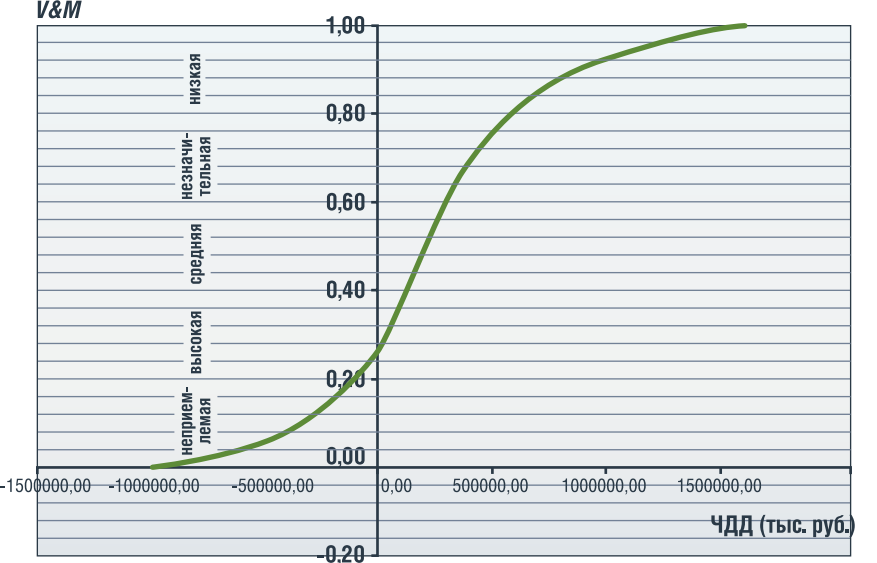


РИСУНОК 2. функция риска V&M по модели Недосекина



В данном рассмотрении показатель принимает значение 0,49, что говорит о среднем риске инвестиционных прогнозов по критерию ЧДД.

Для качественной оценки рискованности инвестиционного проекта можно использовать показатель риска V&M, разработанный на основе функции принадлежности по модели Недосекина [10,11] (рис. 2). V&M принимает значения от 0 до 1 (рис. 2). При этом каждый инвестор, исходя из своих инвестиционных предпочтений, может классифицировать значения V&M, выделив для себя отрезок неприемлемых значений риска. Возможна также более подробная градация степеней

риска. Например, если ввести лингвистическую переменную «Степень риска» со своим множеством значений {Риск наивысший, Риск высокий, Риск средний, Риск незначительный, Риск минимальный}, то каждый инвестор может произвести самостоятельное описание соответствующих нечетких подмножеств, задав пять значимых интервалов (рис. 2).

В заключение отметим, что представленный подход прост в использовании и позволяет количественно и качественно оценить степень рисков инвестиционных прогнозов в нефтегазовых проектах по разработке месторождений углеводородов. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперевода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» (№ в РОСРИД 122022800270-0).

Литература

1. Заде Л.А. «Основы нового подхода к анализу сложных систем и процессов принятия решений». – В кн.: «Математика сегодня». – М.: «Знание», 1974, с. 5–49.

2. Заде Л. «Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений». Пер. с англ. – М.: «Мир», 1976. – 165 с.

3. Алтунин А.Е., Семухин М.В. «Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях». – Тюмень: Изд-во «ТГУ», 2000. – 352 с.

4. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. «Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика». – М.: «Дело», 2004. – 888 с.

5. Деревянко П.М. «Оценка риска неэффективности инвестиционного проекта с позиций теории нечетких множеств // Мягкие вычисления и измерения (SCM'2004)». VII международная конференция 17–19 июня 2004 г. – СПб.: СПбГЭТУ, 2004. – с. 167–171: Персональный сайт в Интернете. – Электрон. дан. – СПб., 2006 – Режим доступа: <http://fuzzybooks.narod.ru/>

6. Скопина Л.В., Шубников Н.Е. Методический подход к оценке инвестиционных проектов в нефтедобыче в условиях неопределенности и рисков // Вестн. Новосиб. гос. ун-та. Серия: Социально-экономические науки. 2014. Т. 14, вып. 2. С. 24–37.

7. Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли // Экономика и управление народным хозяйством, 9 (130), 2015, с. 50–54.

8. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

9. Поспелов Г.С. Искусственный интеллект – основа новой информационной технологии / М: Наука, 1988, 280 с.

10. Недосекин А.О. Методологические основы моделирования финансовой деятельности с использованием нечетко-множественных описаний // Диссертация на соискании ученой степени доктора экономических наук, 2003, 280с.

11. Недосекин А.О. «Оценка риска инвестиций по NPV произвольно-нечеткой формы». – СПб., 2004. – 200 с.

12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / М.: Недра, 1986, 332 с.

KEYWORDS: oil and gas project, risk assessment, fuzzy numbers, mathematical apparatus, intellectual system.

ИНДУСТРИЯ СПГ в Австралии

ПРИВЕДЕННЫ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ ИНДУСТРИИ СПГ В АВСТРАЛИИ, ПОКАЗАНО, ЧТО ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПОЛОЖЕНИЯ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ГУСТОНАСЕЛЕННЫХ РАЙОНОВ И КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ГАЗА (СУЩЕСТВЕННОЕ РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ И ПОТРЕБИТЕЛЕМ, А ТАКЖЕ СЛОЖНОСТИ В СЛУЧАЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ КОНТИНЕНТ) СУЩЕСТВЕННО ВЛИЯЮТ НА РЫНОК ГАЗА В ЭТОЙ СТРАНЕ. ПОКАЗАНО, КАК СТРАНА ИЗ ПОСРЕДСТВЕННОГО ИГРОКА МИРОВОГО СПГ-РЫНКА ПРЕВРАТИЛАСЬ В ЛИДЕРА И НЕ СОБИРАЕТСЯ УМЕНЬШАТЬ ЭКСПОРТ СПГ

INFORMATION ABOUT THE DEVELOPMENT OF THE LNG INDUSTRY IN AUSTRALIA IS GIVEN. THE GAS MARKET IN THIS COUNTRY IS SIGNIFICANTLY AFFECTED BY THE GEOGRAPHIC FEATURES OF THE LOCATION OF LARGE GAS FIELDS, DENSELY POPULATED AREAS AND LARGE GAS CONSUMERS (SIGNIFICANT DISTANCE BETWEEN THE PRODUCER AND CONSUMER, AS WELL AS DIFFICULTIES IN THE CASE OF BUILDING A GAS PIPELINE ACROSS THE CONTINENT). ATTENTION IS PAID TO THE FACT THAT THE COUNTRY HAS TURNED FROM AN AVERAGE PLAYER IN THE GLOBAL LNG MARKET INTO A LEADER AND IS NOT GOING TO REDUCE LNG EXPORTS

Ключевые слова: Австралия, шельфовые месторождения, сжиженный природный газ.

**Овсянников
Егор Михайлович**

кафедра Газохимии,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
студент

**Козлов
Андрей Михайлович**

кафедра Газохимии,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина
доцент, к.т.н.

Значительное увеличение потенциального и реального потребления сжиженного природного газа (СПГ) сделало актуальным и эффективным увеличение существующих и постройку новых мощностей по его производству и хранению [1]. Если в 2010-х годах лидером по производству СПГ являлся Катар, то в настоящее время можно констатировать, что у этой небольшой страны с громадными ресурсами появился конкурент, который не только отобрал пальму первенства, но и далее стремится наращивать производство и экспорт СПГ. Это Австралия.

Несмотря на некую отдаленность от центров газопотребления на географической карте, Австралия из-за снижающихся расходов на транспорт достаточно комфортно ощущает себя на мировом энергетическом рынке, но не останавливается на достигнутом и развивает возобновляемую энергетику и производство водорода. Тем не менее, основываясь на относительной близости (по меркам трансатлантических перевозок) к крупным энергетическим рынкам Японии и Китая, Австралия смогла в короткий период достичь показателей Катара [2].

УДК 553.981:665.725 (931/96)

Следует отметить, что для такого бурного роста имелись все предпосылки: за последние 10 лет, по данным BP Statistical Review 2020, доказанные запасы газа в Австралии выросли в 1,5 раза – с 1,6 трлн м³ в 1999 г. до 2,4 трлн м³ в 2020 г., и, несмотря на включение в эти цифры и нетрадиционного метана из угольных пластов, изменение цифр выглядит впечатляющим. Кроме того, Австралия занимает седьмое место в мире по запасам сланцевого газа – объем оценивается около 12 трлн м³, большая часть приходится на морские или прибрежные месторождения, и уже около 10% добычи обеспечивает метан угольных пластов, расположенных на северо-востоке страны, а благодаря активным разработкам сланцевых месторождений газа добычу сланцевого газа страна смогла поднять с 46,7 млрд м³ в 2009 г. до 153,5 млрд м³ 2020 г., т.е. более чем в три раза [2].

Газовые провинции Австралии значительно разнесены друг от друга и фактически изолированы:

- Западная Австралия (поставки газа осуществляются с промысловых комплексов шельфового бассейна Carnarvon. Это более 60% газа для всего экспортируемого СПГ);

- Северная территория (шельфовый бассейн Bonaparte и континентальный Amadeus, занимающих в добыче не более 3%);
- Восточная и Южная Австралия (шельфовые бассейны Gippsland (доля в добыче около 10%), Otway (около 5%) и Bass, а также континентальные Cooper/Eromanga (5%) и Bowen/Surat.

В Австралии каждая провинция самостоятельно решает вопрос газоснабжения, создание единой системы осложнено наличием в центре материка пустынь и приоритетностью рынка СПГ

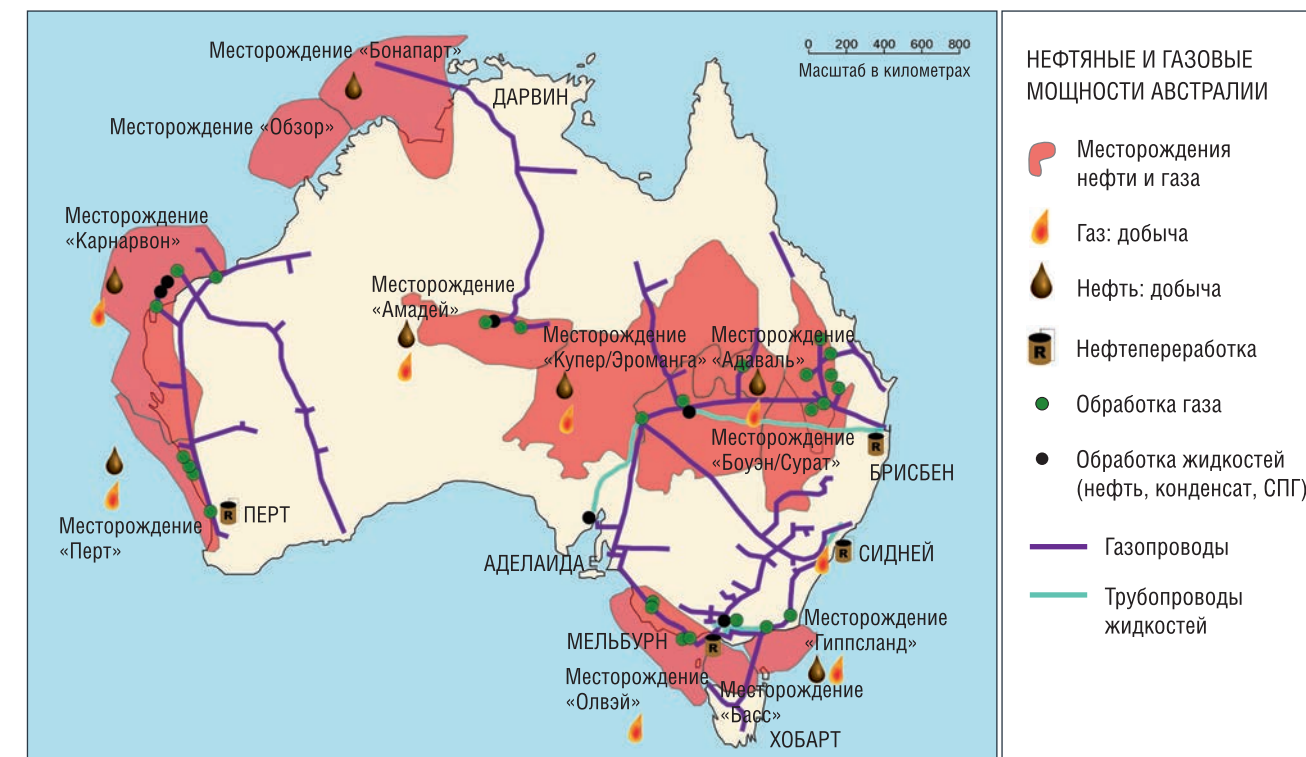
Так как большинство газовых запасов Австралии залегают на дне северо-западного побережья страны и удалены от крупнейших потребителей внутри страны, но расположены относительно недалеко от крупнейших мировых импортеров СПГ – Японии, Южной Кореи, Китая и Индии, экономически эффективна организация крупнотоннажных проектов, нацеленных в первую очередь на экспорт СПГ. Происходит постоянный значительный приток инвестиций

в эту отрасль, например в проект Pluto, разрабатываемый компанией Woodside, вложено 11 млрд долларов, а в проект Gorgon, реализуемый Chevron, Exxon Mobil и Shell, – более 50 млрд долларов, а из-за высокой привлекательности СПГ-проектов Австралии эти же мировые гиганты в течение последних 6–8 лет избавлялись от инвестиций в австралийские НПЗ в пользу СПГ из-за

большого роста СПГ-рынка [3]. На рисунке 1 представлена карта основных газовых мощностей на Австралийском континенте [2].

Одно из первых газовых месторождений Карнарвон расположено на шельфе у западной части страны, откуда по газопроводам газ направляется либо потребителям, либо на переработку и сжижение. Тем не менее самая разветвленная и обширная сеть газопроводов расположена на Востоке в

РИСУНОК 1. ТЭК Австралии [2]



старых промышленных и в густонаселенных районах Сиднея, Мельбурна и Аделаиды, но из-за географических особенностей сырьем для этой сети в основном служит метан угольных пластов из-за большого количества угольных шахт.

В стране, как уже было отмечено, нет единой системы газоснабжения, и каждая провинция самостоятельно решает вопрос с газоснабжением, тем более что организация единой сети осложнена наличием в центре материка пустынь и развитостью рынка СПГ.

Годом начала экспорта СПГ Австралией считается 1989, когда первые две линии по сжижению природного газа мощностью 4 млн тонн в год были построены в рамках проекта North West Shelf на северо-западе страны. Учитывая показатели, через три года оператором проекта австралийской Woodside была введена еще одна линия, а уже в 1995 году, учитывая накопленный опыт, производительность каждой линии была увеличена еще на 0,5 млн тонн, и после этого длительное время это производство являлось единственным в стране. В отличие от периодов развития отрасли СПГ в России [4], следующий этап индустрии сжиженного природного газа в Австралии начался в 2000-х

называемой «австралийской волны» сжиженного газа, которая должна была к 2015–2017 годам сделать Австралию лидером по экспорту СПГ, при этом общая мощность новых заводов должна была превысить 61 млн тонн, а уже в 2012 году Woodside запустила проект-предвестник предприятий новой волны – Pluto LNG на

основные проблемы в дальнейшем [2]. Газовая регионализация Австралии приводит к конфликту интересов внутреннего и международного рынков СПГ, когда производители вынуждены отгружать СПГ «с оглядкой» на ситуацию с профицитом или дефицитом газа в самой стране. Изолированность трех газовых

К 2010 г. австралийские мощности по производству СПГ достигли 20 млн тонн в год, что позволило стране занять прочное место во втором эшелоне экспортеров наряду с Индонезией, Малайзией и Нигерией

5 млн тонн. Таким образом, после ввода всех линий австралийцы должны были догнать и перегнать Катар, что в конечном счете и произошло в 2019 году. Австралия стала крупнейшим экспортером СПГ с производством в 85 млн тонн СПГ – против 75 млн тонн у Катара. Такому росту страна обязана появлением десятка новых терминалов СПГ по всему континенту, в том числе на восточном рынке [2, 5].

К началу 2020 года на территории страны были построены и работали 10 крупных СПГ-заводов общей мощностью в 88 млн тонн в разных частях континента. Несмотря на то,

провинций друг от друга приводит к необходимости развития не только внешней торговли СПГ, но и снабжению своих собственных регионов, что не всегда на руку производителям. Случаются и провальные проекты, такие как Prelude FLNG, который при всей своей грандиозности пока создает больше технических и экологических проблем, которые предстоит решать, в том числе, правительству Австралии. Таким образом, путь в лидеры индустрии оказался неидеальным и для бизнеса, и для репутации операторов и инвесторов проектов, среди которых были практически все крупнейшие нефтегазовые гиганты США и Европы. ●

Литература

1. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Мещерин И.В. Российские производства по сжижению природного газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 10 (94). – С. 68–80.
2. Погосян А. Сжиженные надежды: австралийский рынок СПГ в условиях энергоперехода [Электронный ресурс] // Энергетическая политика, 2020. URL: <https://energypolicy.ru/a-pogosyan-szhizhennye-nadezhdy-avstralijskiy-rynok-spg-v-usloviyah-energoperehoda/regiony/2020/15/23/> (дата обращения: 21.04.2023).
3. Австралийский СПГ: кто на новенького? [Электронный ресурс] // InvestFuture, 2019. URL: <https://investfuture.ru/news/id/avstraliyskiy-spg-kto-na-novenkogo> (дата обращения: 21.04.2023).
4. Карпов А.Б., Мещерин И.В., Козлов А.М., Бутырская К.Г. СПГ в России. Путь производственных мощностей // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 4 (100). – С. 178–185.
5. Белова М. Австралийский СПГ [Электронный ресурс] // «Газпром», 2019, № 10, с. 36–39. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/621/gazprom_magazine_2019_10_belova_timonin.pdf (дата обращения: 21.04.2023).

KEYWORDS: Australia, offshore fields, liquefied natural gas.

КАТАМАРАН-КОНТЕЙНЕРОВОЗ для эффективной логистики

РАБОТА ПОСВЯЩЕНА ИССЛЕДОВАНИЯМ В СФЕРЕ ЭКОНОМИКИ И ЭКОЛОГИИ И ПРЕДЛАГАЕТ СТРАТЕГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЛОГИСТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ЧЕРЕЗ АКВАТОРИЮ КАСПИЙСКОГО МОРЯ ПО КОРИДОРУ «СЕВЕР–ЮГ». МУЛЬТИМОДАЛЬНЫЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ТРАНСПОРТНЫЙ КОРИДОР «СЕВЕР–ЮГ» СВЯЗЫВАЕТ СЕВЕРО-ЗАПАДНУЮ ЧАСТЬ ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА И СТРАНЫ СКАНДИНАВИИ С ГОСУДАРСТВАМИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ, ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА И ИНДИЙСКОГО ОКЕАНА. АВТОР РАССМАТРИВАЕТ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАТАМАРАНОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И УВЕЛИЧЕНИЯ ТОВАРООБОРОТА МЕЖДУ ИРАНОМ И РФ

THE WORK IS DEVOTED TO RESEARCH IN THE FIELD OF ECONOMICS AND ECOLOGY AND OFFERS A STRATEGIC SOLUTION TO LOGISTICS PROBLEMS THROUGH THE CASPIAN SEA ALONG THE NORTH-SOUTH TRANSPORT CORRIDOR. THE NORTH-SOUTH MULTIMODAL INTERNATIONAL TRANSPORT CORRIDOR CONNECTS THE NORTHWESTERN PART OF THE EURASIAN ECONOMIC UNION AND THE COUNTRIES OF SCANDINAVIA WITH THE STATES OF CENTRAL ASIA, THE PERSIAN GULF AND THE INDIAN OCEAN. THE AUTHOR CONSIDERS THE POSSIBILITY OF USING CATAMARANS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF TRANSPORTATION AND INCREASE CARGO TURNOVER BETWEEN IRAN AND THE RUSSIAN FEDERATION

Ключевые слова: транзитный коридор «Север–Юг», логистика, экономика, экология, судно, организация производства.

Момени Мани

факультет Инженерный бизнес и менеджмент, МГТУ им. Н.Э. Баумана, аспирант

Транспортный коридор – это набор договоренностей, нацеленных на изменение скорости и направления движения товарных потоков на определенном пространстве. По определению ООН, транспортный коридор – это также набор правил, регулирующих аспекты транспортировки и транзита товаров по определенному маршруту, которые подкреплены договором, подписанным странами-участницами. Прозрачность и предсказуемость – ключевые факторы в наполнении морского транспортного коридора (МТК).

Инвестиции в транспортную инфраструктуру уменьшают издержки предприятий, обеспечивают

синергетический эффект, становятся драйвером развития территорий. Как показывает российский опыт, на каждый рубль, вложенный в инфраструктуру, экономика получает более одного рубля дополнительных доходов в смежных отраслях. Схожий мультипликативный эффект появляется и от реализации проектов транспортных коридоров.

Таким образом, посредством межправительственного соглашения страны коридора «Север–Юг» (МТК СЮ), казалось, установили необходимые правила для ускоренного развития проекта. Более того, транспортный коридор «Север–Юг» в значительной степени учитывал приоритеты развития государств на пути следования, поскольку, помимо

годах, когда были построены еще две линии, благодаря которым, с учетом последующей оптимизации смогли производить более 9 млн тонн в год. А к концу 2010 г. австралийские мощности достигли уже 20 млн тонн в год, что позволило стране стабильно находиться во втором эшелоне экспортеров СПГ в компании Индонезии, Малайзии и Нигерии, но значительно далеко от лидера, которым тогда уже являлся Катар [2].

На волне значительного повышения спроса на СПГ с конца 2009-го по начало 2012 года были приняты важнейшие инвестиционные решения по семи проектам так

что запуск многих из них пришелся на 2016–2018 гг., то есть на период низких цен на нефть (цены на австралийский СПГ привязаны к нефтяным), все они были запущены в срок и сохраняют высокий уровень бронирования мощностей до 90 % по состоянию на первую половину 2020 года [2].

Все новые проекты можно условно разделить на две группы: на севере и северо-западе строились мощности по сжижению газа, добываемого на шельфе Австралии, а на относительно густонаселенном северо-востоке – СПГ-заводы на ресурсной базе месторождений метана угольных пластов, что предопределило



транзита между Индией и Россией, целью создания МТК СЮ было развитие региональных связей на транскаспийском пространстве.

Таким образом, вопросы транзитной логистики следует увязывать с вопросами межрегионального взаимодействия, созданием локальных точек экономического роста, а также с совершенствованием регулирования и модернизацией инфраструктуры, что отвечает долгосрочным интересам стран МТК СЮ.

Иран

Главнейший вид транспорта Ирана на сегодняшний день – морской, так как именно танкерами перевозится значительное количество экспортной нефти. Грузооборот портов составляет 130–150 млн т в год. Крупнейшие из них расположены на о. Харк (около 90 % нефтяного экспорта), Абадан, Бушир, Бендер-Абас. Важными для сотрудничества в Каспийском бассейне являются Энзели, Бендер-Торкемен.

На долю автомобильного транспорта приходится более 80 % внутригосударственных перевозок. Фокусной точкой страны является Тегеран. Протяженность автомобильных дорог более 160 тыс. км. Железные дороги не имеют такой протяженности, как автомобильные. Их длина всего около 8000 км. Они образуют крестообразную структуру, отходя от границы с Азербайджаном и Турцией до города Керман на юго-востоке страны и от границы с Туркменистаном до городов Хорремшехр и Бендер-Хомейни на юго-западе.

Основой индустриализации Каспийского региона является развитие в нем транспортно-логистической инфраструктуры. Важную роль в этом играет район порта Энзели (Бандар-Энзели), который является старейшим и крупнейшим портом на иранском побережье Каспийского моря (грузооборот около 7 млн тонн в год), а также третий по величине порт в Иране. В настоящее время реализуется ряд проектов по его расширению и реконструкции с упором на развитие связей с Россией. Близится к завершению еще один крупный инфраструктурный проект – создание транспортного коридора «Север – Юг», основу которого составляет железная

дорога Казвин – Решт – Энзели – Астара (протяженность 372 км, расчетный грузооборот 15 млн тонн в год). Строится ветка от Решта на запад к свободной экономической зоне Энзели и Каспийскому порту, который в настоящее время строится в пределах этой СЭЗ. Запуск указанной железной дороги (Казвин – Энзели) пропускной способностью 10 млн тонн позволит значительно разгрузить перевозки грузов через этот порт, осуществляемые в настоящее время автомобильным транспортом, и увеличить грузооборот порта, через который 70 % всего грузооборота между Россией и Ираном осуществляется от 7 до 15 млн тонн. Развитое судоходство обеспечивает удобную логистику порт Энзели [2] с российскими портами на Каспии: Махачкала, Оля и Астрахань. Другими значимыми морскими портами являются Новшер и новый портовый комплекс в городе Амир-Абад (специализирующийся на импорте зерна) [3] вместе с портовым комплексом СЭЗ (целлюлозно-бумажный комбинат, цементный завод и др.). В городах Решт и Сари есть международные аэропорты.

Российская Федерация

Россия является одним из пяти прикаспийских государств. На побережье Каспийского моря выходят Астраханская область, Республики Калмыкия и Дагестан. Страна граничит с Казахстаном и Азербайджаном в Каспийском регионе.

Астраханская область

Транспортно-коммуникационный комплекс региона представлен в основном автомобильными и железными дорогами, важную роль играет речной транспорт. Функционируют морские порты, по дну моря прорыт Волго-Каспийский канал (длина 188 км, глубина 5 м). Существует регулярное морское паромное сообщение между портами Оля и Гилян (Иран), есть планы и проекты по подготовке этого порта для коридора «Север – Юг». В Астрахани функционирует международный аэропорт, прямой рейс из северного региона Ирана в этот аэропорт способствует интенсивному развитию делового взаимодействия.

В целом можно сказать, что в южной части Астраханской области сформировалась аква-

территориальная система со значительным потенциалом роста, требующая инвестиций и модернизации инфраструктуры и судостроительного завода.

Республика Калмыкия

Большая часть грузовых и пассажирских перевозок приходится на автомобильный транспорт. Вдоль побережья Каспийского моря проходит важная транзитная магистраль (Кизляро-Астраханская железная дорога), обеспечивающая второй выход в страны Закавказья и Иран. Также строительство каспийского морского порта Лагань в Калмыкии включено в измененную схему территориального планирования РФ в области федерального транспорта. Согласно Индивидуальной программе развития Республики Калмыкия на 2020–2024 годы строительство морского порта Лагань имеет для России геополитическое значение, поскольку создается с целью интеграции транспортного комплекса республики в мировую транспортную систему за счет участия в формировании международных транспортных коридоров [5].

Республика Дагестан

По Каспийскому морю республика имеет прямой выход к Азербайджану, Грузии, Казахстану, Туркмении и Ирану. Наличие прямых выходов к международным морским путям имеет важное транзитное значение для экономических связей России с Закавказьем, Средней Азией, Казахстаном, Турцией и Ираном. Через Дагестан проходят железнодорожные, автомобильные, воздушные, морские и трубопроводные маршруты федерального и международного значения. В связи с этим важной составляющей производственной инфраструктуры является транспортный комплекс. По территории республики проходят важнейшие железнодорожные маршруты федерального значения, которые связывают Россию с южными странами Ближнего и дальнего зарубежья. Махачкалинский морской торговый порт обеспечивает морскую транспортную связь с Прикаспийскими государствами и осуществляет перевалку транзитных грузов из государств Западной Европы, Скандинавии, «Средней

Азии», Индии, стран Востока, в итоге растет значение морского транспорта в отношении проекта «Север – Юг» [5, 6].

Нижний Новгород

Город расположен в месте слияния рек Волга и Ока, является одним из главных промышленных центров страны. Основные направления производственной деятельности – металлообработка и машиностроение, развиты автомобилестроение, судостроение, химическая, пищевая, легкая промышленность, налажен выпуск вооружения. Также в радиусе 400–450 км на восток и запад расположены предприятия, производящие негабаритную продукцию, доставка которой успешнее всего осуществляется водным путем, что усиливает значение логистики по р. Волга в пределах коридора «Север – Юг».

Состояние инфраструктуры на Каспийском море

В 2020 году стало известно, что в Астраханской области будет создана особая портовая экономическая зона. Она объединит уже функционирующую Особую экономическую зону «Лотос» и новую портовую ОЭЗ. Соответствующее постановление правительства подписал премьер-министр М. Мишустин.

Планируется, что кластер станет грузовой базой международного транспортного коридора «Север – Юг», связывающего страны Европы с Ираном и Индией. Созданные там условия будут стимулировать инвесторов к реализации логистических проектов. В рамках развития МТК «Север – Юг» основной проект – это строительство современного контейнерного терминала. Для развития контейнерных перевозок созданы Каспийские контейнерные линии, оперирует перевозками судоходная компания «Котлин», поставившая на линию два судна вместимостью 131 TEU [7].

Перевозки через Каспийское море

«Стратегическая дорожная карта развития логистики и торговли», одобренная государствами, имеющими выход к Каспийскому морю, стала ключевым фактором

в развитии транспортно-логистического сектора в странах на пути из Восточной Азии, таких как Китай, Индия, Иран, Азербайджан, Армения, Туркмения, Казахстан.

В развитых странах, таких как Япония, США, а также странах Европы, транспортная система представлена всеми видами международных перевозок. На эти страны в целом приходится почти 85 % мирового грузооборота. В западноевропейских странах предпочитают перевозить грузы автомобильным транспортом, на них приходится 40 % против 25 % грузоперевозок по железной дороге. Оставшаяся часть приходится на морской и водный транспорт. В Северной Америке одинаково предпочтительны как автомобильные, так и железнодорожные перевозки. В постсоветских странах большая часть грузов перевозится по железной дороге, хотя в последнее время набирает обороты практика автомобильных перевозок, которые являются слабым местом в Иране, так как не хватает ни железных дорог, ни локомотивов, ни другой инфраструктуры для управления процессом взаимодействия по коридору «Север – Юг».

Также в области морских портов предстоит пройти долгий путь, чтобы достичь идеального уровня управления морской логистикой для обеспечения оптимальной и эффективной транспортировки.

Что касается авиaperевозок, то они лидируют в Западной Европе, на Дальнем Востоке и США. На эти регионы приходится львиная доля мирового авиационного грузооборота. Помимо них, особняком стоят азиатские страны – Китай, Сингапур, Таиланд и Япония. Конечно, для Ирана использование авиатранспорта затруднительно, потому что в этой стране не так много грузовых авиалайнеров, которые можно было бы использовать.

Наиболее выгодный вид транспорта, самый экономичный и эффективный – это корабли разных моделей и объемов. Надо отметить, что этот вид транспорта обеспечивает в среднем 75 % перевозок между странами. Морским транспортом перевозят в основном нефть и нефтепродукты, крупу, зерно, уголь, железную руду, а также сельхозпродукты.

В период с 2013 по 2017 гг. наблюдается планомерное снижение

загрузки порта: грузооборот порта Астрахань снизился на 10,3 % (до 2,3 млн тонн), Махачкалы – на 57,3 % (до 1,4 млн тонн), порта Оли на 10,3 % (до 271,4 тыс. тонн). Причинами такого положения стали кризисные явления в экономике России, вызвавшие спад промышленного производства экспортных товаров. Экономическая политика Ирана была направлена на сокращение импорта металлопроката из-за интенсивных санкций со стороны западных стран, а также, самое главное, экономического кризиса. В настоящее время Иран и Россия серьезно настроены открыть новое окно для экономического и геостратегического партнерства в ситуации Ближнего Востока и Евразии, ключевую роль в этом сценарии может сыграть проект «Север – Юг».

Прогнозируемые темпы роста объемов перевозок к 2030 году через российские порты на Каспийском море, основанные на результатах изучения торгово-промышленной кооперации в Евразийском макроэкономическом регионе и расчетах Минпромторга РФ, предполагают увеличение экспорта зерна из России в Иран, Ирак и Афганистан до 7 млн тонн к 2030 году, увеличение поставок нефти из Туркменистана и Казахстана в Иран – до 2 млн тонн за счет увеличения контейнерных грузопотоков между Индией и Россией до 4 610 тыс. тонн, что позволяет сделать вывод о возможности активного участия РФ в международных транспортных перевозках на Каспийском море благодаря ее выгодному стратегическому положению [9].

Плюсы и минусы в логистике на Каспийском море

Конкурентоспособность портов в Каспийском бассейне определяется следующими факторами:

- доступ к внутренним водным путям и морским портам Азово-Черноморского и Балтийского бассейнов;
- обеспечение автомобильных и железнодорожных подходов к портам;
- стоимость доставки в портах России сопоставима со стоимостью доставки в портах сопредельных государств на Каспийском море, для судов под государственными флагами

иностранных государств предусмотрен национальный режим установления портовых сборов;

- наличие свободных производственных мощностей портов и резерва провозной способности железных дорог.

В то же время на фоне активного развития мировой морской торговли потенциал сотрудничества в Каспийском регионе в настоящее время не используется Российской Федерацией в полной мере:

- для наиболее перспективных видов перевозок, к Каспийскому морю не сформирован экономически конкурентоспособный маршрут перевозки и транзита грузов между Ираном и Россией;
- отсутствие на Каспии судоходных компаний, владеющих и эксплуатирующих паромные суда;
- разные подходы стран Каспийского бассейна к реализации таможенно-тарифной политики;
- необходимость в новых типах судов, способных перевозить товары быстрее и экономичнее. На данный момент большинство судов не только старые, но еще и очень затратные, и даже этих судов недостаточно.

Учитывая рост товарооборота, можно заключить, что пока решается вопрос о строительстве железной дороги по западному маршруту, часть грузооборота может взять на себя водный транспорт. Суда класса «река– море» могут осуществлять перевозки между Ираном и Россией не только по существующим маршрутам и портам, но и подниматься вверх по Волге до Нижнего Новгорода.

Предложение нового типа морской грузоперевозки на Каспийском море

Катамаран

Двухкорпусные суда важны не только для мореходных плавучих кранов или небольших рыболовецких судов, которые должны работать в условиях бурного моря, но и для транспортных судов. Такие виды грузов, как контейнеры,

автомобили и промышленное оборудование в сборке, требуют большой кубатуры. Если эти грузы размещать только в глубине трюмов, то грузоподъемность корабля будет использоваться недостаточно эффективно. Целесообразно устанавливать такие грузы наверху, значительно выше ватерлинии и даже на верхней палубе (разумеется, если это позволяет остойчивость судна). Это решение было бы эффективным для акватории северного Каспия с небольшой глубиной, кроме того, это решает проблему экономичности и нехватки гигантских кораблей.

На малых скоростях катамараны ни в коем случае не могут выиграть в мощности по сравнению с однокорпусным судном. Значительно большая смоченная поверхность двух корпусов по сравнению с однокорпусным судном приводит к увеличению сопротивления воды. Только на больших скоростях (80 уз.) начинает проявляться преимущество более острых обводов корпуса катамарана, выражающееся в снижении волнового сопротивления и позволяющее многокорпусному судну на больших скоростях иметь такие же или даже лучшие ходовые качества, чем у однокорпусных судов.

Для обеспечения высокой скорости хода не только по Каспию, но также по российским рекам, предлагается использовать катамаран-контейнеровоз. «Центральное морское конструкторское бюро «Алмаз» разработало концепцию использования скоростных паромов «АЛМАЗ-80» и «RSES-500» [11]. Проект «RSES-500» за счет применения газовых турбин имеет большую энерговооруженность на движение и создание воздушной подушки, что позволяет ему достигнуть скорости в 60 узлов. В режиме катамарана судно использует дизельные двигатели, а для уменьшения сопротивления гибкое ограждение поднимается с помощью специального устройства.

Другой катамаран – автомобильно-пассажирский паром проекта 19800. Судно спроектировано в двух вариантах. Первый вариант «стандартный» – пассажиры располагаются в комфортных креслах эконом и бизнес-класса, второй вариант предполагает возможное расположения пассажиров в шестиместных

номерах, которые при необходимости бронируются как двухместные.

И последний катамаран-грузовоз, является автомобильно-пассажирским паромом катамаранного типа проекта «Алмаз-80». Он имеет достаточную экономичность за счет применения дизельных двигателей, при этом способен развивать скорость до 40 узлов.

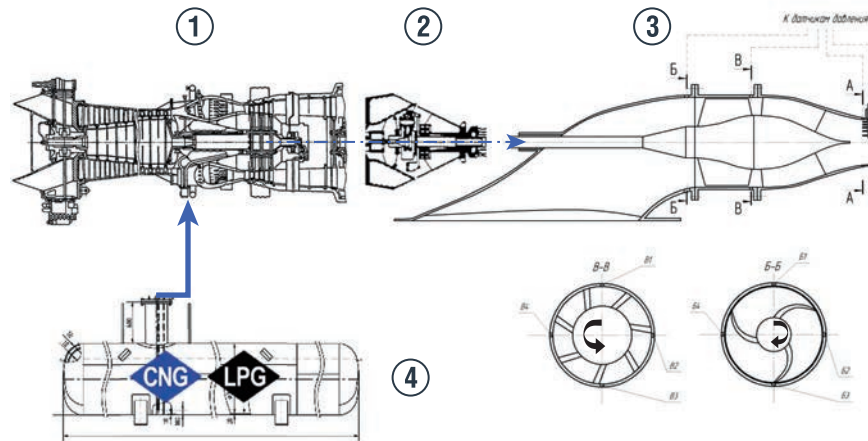
Катамаран также используется в военном морском флоте. Проект ракетного корабля на воздушной подушке «Бора» является первым в серии из двух кораблей, построенных на Зеленодольском ССЗ им. А.М. Горького. Вторым кораблем данной серии является «Самум». Судна проекта (катамаран, КВП-1 и КВП-2) предназначены для борьбы с боевыми надводными кораблями и быстроходными катерами на всей акватории закрытых морских театров военных действий и в ближней зоне открытых морей как самостоятельно, так и в качестве флагманского корабля в составе однородных и разнородных корабельных тактических групп и идеален для применения на Каспийском море и на морском маршруте между Ираном и Индией для обеспечения безопасности и стабильности морских грузоперевозок [11, 12].

Главная энергетическая установка корабля состоит из двух раздельных двигательных движительных установок маршевого и полного хода, способных работать раздельно и совместно. Корабли проекта могут двигаться в трех главных режимах (катамаран, КВП-1 и КВП-2), что обеспечивает практически стопроцентную гарантию хода в любой ситуации. Проверена возможность движения кораблей с выключенными движителями. Так, МРК при работе только двигателей-нагнетателей, способен двигаться за счет истечения воздуха из воздушной подушки в корму против ветра со скоростью 3 узла.

Преимущество катамаранов – это расширенная палуба, его большая устойчивость при волнении по крену и дифференту, способность принимать груз единичной массой до 600 тонн.

Мощность главных двигателей – газовых турбин (ГТД, НК-12), которые и обеспечивают необходимую скорость хода,

РИСУНОК 1. 1 – схема компоновки энергоустановки на основе ГТДНК-12; 2 – спец-редуктором от НК-12, 3 – принципиальная схема водомета с совмещением сопла и двунаправленным пропеллером, 4 – резервуар СПГ/КПГ



достигается работой турбины, редукторов и гребных винтов или водометов. Компоновка энергоустановки ДТ4 на проекте такова, что приводной двигатель, аналогичный НК-12, находится в корпусе корабля, а мощность передается на передний и задний гребные винты по 7,5 тыс. л.с. отдельными трансмиссиями, т.е. в сумме, не превышающей возможности редуктора НК-12, поэтому двигатель защищен от «вредных» вибраций.

В катамаранах существует и другой тип двигателей – дизельные, недостаточно мощные, но подходящие для транзита в порту, а при необходимости – через шлюз по р. Волге.

Упомянутые в проектах постройки катамаранов энергетические установки произведены на Украине, и поставки в настоящее время невозможны. Следует использовать возможность эксплуатации полностью российской энергетической установки (двигателя НК-12), редукторов для привода гребных винтов или водометов [14, 15].

Вывод

Целесообразно сформировать единую транспортно-логистическую политику в области развития морских портов и новое технологическое решение относительно морских перевозок на Каспии по нескольким направлениям.

Основной специализацией портов Астрахань, Оля, Махачкала в РФ и всех пяти морских портов Ирана являются перевалка зерновых,

продовольственных насыпных грузов, энергетических и химических материалов, пассажирские перевозки, РО-РО, развитие круизного туризма (например, от всех прикаспийских соседей на север по Волге до Москвы). Перспективным направлением должна стать специализация этих портов Каспия, что потребует строительства морского терминала и пунктов пропуска через государственную границу.

Необходимо строительство новых портовых сооружений в районе Каспийска (специализация порта – контейнерные перевозки, сухогрузы) и нового порта Дербент (специализация порта – пассажирские перевозки), реорганизация строительства новых кораблей и высокотехнологичных ГТД на базе НК-12 как наиболее экономичного турбодвигателя, который может стать ключевым для грузовых судов, нуждающихся в скоростных перевозках по Каспийскому морю.

Так как основное применение катамарана-контейнеровоза предполагается на одной линии, то и строить его необходимо на судостроительных заводах на Волге в Нижнем Новгороде и в Зеленодольске под Казанью. Оба завода имеют навыки работы с панелями из сплавов цветных металлов, из которых сваривают корпус скоростного судна. При прохождении по Каспию и дальше по Волге судно можно оперативно ставить в ремонт, не сходя с линии. Надо отметить, что близость завода-изготовителя ускоряет решение всех проблем по работе судна в морском секторе проекта «Север – Юг».

Для обеспечения высокой скорости хода и допустимого уровня мореплавания по Каспию, с учетом габаритов шлюзов каскада Волжских ГЭС, рациональным типом может быть катамаран-контейнеровоз. ●

Литература

1. Сергей К.Ж. Бассейн Каспийского моря: площадь, протяженность, реки и прибрежные государства., 29 января 2019. – URL: <https://fb.ru.turbopages.org/fb.ru/s/article/461723/bassey-n-kaspiyskogo-morya-ploschad-protayennost-reki-i-pribrejniye-gosudarstva>.
2. Бендер-Энзели, Материал из Википедии, – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Бендер-Энзели>.
3. Порт Амирабад, Материал из Википедии, – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Порт_Амирабад.
4. Борис Марцинкевич, Энергетика карабахского конфликта, проект «Худаферин» и энергетический коридор «Север – Юг», Сообщество «Геоэнергетика», 16 января 2021 – URL: https://zavtra.ru/blogs/energetika_karabakhskogo_konflikta.
5. Алексей Балиев, Строительство порта в Лагани и канал «Евразия»: в чьих интересах? Интернет-журнал «Военно-политическая аналитика», 27/08/2020.
6. Абдулхабир Акилов, Состояние экономики и перспективы экономического развития Республики Дагестан, РИА ДАГЕСТАН., 11 дек. 2017 – URL: https://riadagestan.ru/news/economy/sostoyaniye_ekonomiki_i_perspektivy_ekonomicheskogo_razvitiya_respubliki_dagestan/#:~:text=экономика%20Дагестана%20за%2015%20лет,по%20России%20в%202%2C2%20раза)).
7. Каспийский кластер: настоящее и будущее, Морские вести России № 5 (2021), – URL: <http://www.morvesti.ru/analitika/1692/89945/>.
8. Логистика по Каспию: реалии и перспективы – взгляд из Азербайджана, С. Сараблинская, Каспийский вестник, 20 декабря, 2017.
9. Вольнский И.А., Карлина Е.П. Морская транспортно-логистическая инфраструктура Каспийского региона: проблемы и перспективы развития // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Экономика. 2019. № 3. С. 64 – 70. DOI: 10.24143/2073-5537-2019-3-64-70.
10. Автомобильно-пассажирский паром на воздушной подушке скегового типа проекта «RSES-500», – URL: <http://almaz-kb.ru/products/grazhdanskogo-naznacheniya/skorostnye-paromy/avtomobilno-passazhirskiy-parom-na-vozdushnoy-podushke-skegovogo-tipa-proekta-rses-500/>.
11. Ракетный корабль на воздушной подушке «Бора» проекта 1239, шифр «Сивуч». 12.10.2014., – URL: <https://www.korabli.eu/galleries/obo/voennye-korabli/bora#:~:text=Ракетный%20корабль%20на%20воздушной%20подушке,года%20в%20составе%20Черноморского%20флота>).
13. Промышленность Нижнего Новгорода: структура и компании-производители, – URL: <https://newsport.ru/ekonomika/11461-promyshlennost-nizhnego-novgoroda-struktura-i-kompanii-proizvoditel/>.
14. Герасимов В.А. НК-12NG как «ПАРОВОЗ» для транспорта: Логистика возвращения будущего // Двигатель. – 2019. – № 1 (121). – С. 19–21. – URL: <http://engine.aviaport.ru/issues/121/pics/pg19.pdf>.
15. Герасимов В.А. Двигатель НК-12: Логистика возвращения будущего // Двигатель. – 2018. – № 3 (117). – С. 2–5. – URL: <http://engine.aviaport.ru/issues/117/pics/pg02.pdf>

KEYWORDS: *transit corridor "North-South", logistics, economics, ecology, ship, organization of production.*

В Уфе подвели итоги международной выставки «ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ»

С 23 по 26 мая 2023 года в Уфе состоялась 31-я международная выставка «Газ. Нефть. Технологии» и Российский нефтегазохимический форум.

Организаторами мероприятия выступили Правительство РБ, Министерство промышленности, энергетики и инноваций РБ, Башкирская выставочная компания при поддержке Министерства промышленности и торговли РФ. Содействие в проведении оказали профессиональные федеральные ассоциации и союзы.

Мероприятия являются одной из лучших в России площадок для демонстрации новейших технологических процессов и оборудования нефтегазохимической отрасли и конструктивного диалога отраслевых специалистов и входят в ТОП-5 ключевых событий нефтегазохимической сферы России.

В торжественной церемонии открытия международной выставки «Газ. Нефть. Технологии» приняли участие: глава РБ Р.Ф. Хабиров, заместитель премьер-министра правительства РБ – министр промышленности, энергетики и инноваций А.Н. Шельдяев, директор Департамента машиностроения для ТЭК Минпромторга России



Участники 31 Международной специализированной выставки Газ. Нефть. Технологии – 2023

М.В. Кузнецов, генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» С.В. Густов, президент Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль, генеральный директор ПАО АНК «Башнефть» А.Н. Лазеев, генеральный директор Башкирской выставочной компании А.В. Кильдигулова.

В ходе торжественной церемонии открытия в режиме телемоста был произведен запуск трех новых производств: запуск распределительного газопровода в микрорайон Звездный села Иглино, открытие Производственной

площадки Сибайского линейного производственного управления магистральных газопроводов в г. Белорецке и производственной площадки Управления технологического транспорта и специальной техники в Уфимском районе Республики Башкортостан.

Цифры выставки и форума

- 315 компаний-участников из 36 регионов России, а также из зарубежных стран: Иран, Китай, Узбекистан, Беларусь. Из них 235 постоянных участников, 80 экспонентов участвуют первый раз.
- 14 300 кв. м экспозиции.
- 21 292 специалиста и посетители из 62 регионов, 108 городов России и 17 городов Республики Башкортостан.
- 48 отраслевых мероприятий: панельные дискуссии, круглые столы, технические сессии, научно-практические конференции.
- 515 спикеров из 43 городов и регионов России и 6 зарубежных стран (Беларусь, Казахстан, Азербайджан, Монголия, Таджикистан, Китай), 8292 делегата (слушателя) деловой программы.
- Участие в деловой программе 13 отраслевых объединений (ассоциаций и союзов), 24 российских и 8 зарубежных научных учреждений.



Деловая программа 31 Международной специализированной выставки Газ. Нефть. Технологии – 2023



Глава Республики Башкортостан Радий Хабиров



Стенд компании Газпром Газораспределение Уфа на 31 Международной специализированной выставке Газ. Нефть. Технологии – 2023

Иностранные делегации

- Официальная делегация Республики Каракалпакстан (Республика Узбекистан) во главе с первым заместителем Министра инвестиций и внешней торговли Республики Каракалпакстан Д.Р. Жолдасовым.
- Официальная делегация Республики Азербайджан во главе с заместителем председателя Комитета по аграрной политике Милли Меджлиса Азербайджанской Республики, членом Рабочей группы азербайджано-российских межпарламентских связей С.К. Гаджиевым.
- Бизнес-делегация Турецкой Республики.
- Бизнес-делегация Исламской Республики Иран.

Участники экспозиции

Участниками экспозиции по традиции стали крупнейшие российские компании – лидеры нефтегазового комплекса страны.

С коллективными стендами в выставке приняли участие: Орловская область и Курганский кластер, впервые представила свои предприятия на коллективной экспозиции Исламская Республика Иран.

Нефтегазохимический сегмент Башкортостана представили такие предприятия, как ПАО АНК «Башнефть» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»), АО «Транснефть Урал», АО «Башкирская содовая компания», г. Sterlitaamak, АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа,

ООО «Газпром нефтехим Салават», ООО «Газпромтрансгаз Уфа», ООО НПФ «Пакер», АО «Стерлитамакский нефтехимический завод», АО «АК ОЗНА», г. Октябрьский и другие.

Впервые в уфимской экспозиции принимали участие АО «Завод Узбекхиммаш», ПАО «Трубная Металлургическая Компания» (ТМК), АО «ОЭЗ ППТ «Алабуга», Micro Sensor Co. Ltd. (Китай), ООО «Газпромнефть Промышленные инновации», г. Москва, ФГУП «ВНИИА» (РОСАТОМ), г. Москва, ООО «Роторика-Урал», г. Екатеринбург, ООО «ИСТА-Техника», г. Санкт-Петербург, ООО «PerLab», ООО НПФ «Ангарные системы», г. Челябинск, ООО Завод «Газпромаш», г. Саратов, ООО «Протей ТЛ», г. Санкт-Петербург, ООО «ЭнергоСпецИнжиниринг», г.Казань, ООО «ПАЛЛАНТ ИНЖИНИРИНГ», г. Ярославль, НПФ «Прома», г. Казань и другие.

Экспозиция выставки расположилась на закрытом и открытом павильонах общей площадью 14 300 м². Также в этом году в связи с большим интересом к выставке и увеличению заявок был впервые построен дополнительный павильон.

Деловая программа

Центральным событием деловой программы стала Пленарная сессия «Трансформация

нефтегазохимической отрасли России: национальные приоритеты и точки роста» с участием главы Республики Башкортостан Р.Ф. Хабировым, директором Департамента машиностроения для ТЭК Министерства промышленности и торговли Российской Федерации М.В. Кузнецовым, генеральных директоров ООО «Газпром межрегионгаз», ПАО АНК «Башнефть», ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов», АО «Татнефтехиминвест-холдинг».

Модератором Пленарной сессии выступил директор Центра анализа стратегий и технологий развития ТЭК, член Экспертного совета при Министерстве энергетики РФ Вячеслав Мищенко.

Всего за 4 дня работы Российского нефтегазохимического форума состоялось 48 деловых мероприятий, в которых приняли участие свыше 515 спикеров из 43 городов России и 6 зарубежных стран (Беларусь, Казахстан, Азербайджан, Монголия, Таджикистан, Китай).

Второй год подряд на площадке форума состоялся просветительский проект «Газовый диктант», цель которого – повышение интереса подростков и молодежи к газовой отрасли, предоставление возможности получения дополнительных знаний и мотивация для последующего выбора профессии. ●

**32-я международная выставка «Газ. Нефть. Технологии» состоится 21–24 мая 2024 года
До встречи в следующем году!**

Нефть из воды: новый способ ГРП от ученых Пермского Политеха

УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА ЗАПАТЕНТОВАЛИ ТЕХНОЛОГИЮ ГРП, ПОЗВОЛЯЮЩУЮ УВЕЛИЧИТЬ ОБЪЕМ НЕФТЕДОБЫЧИ. Результат достигается за счет закачки жидкости на низкой скорости для вовлечения дополнительного количества естественных трещин. Разработанная методика предполагает закачку жидкости в несколько этапов. Перед проведением гидроразрыва на первом этапе осуществляют закачку жидкости на малой скорости. Это позволяет вовлечь в процесс естественные трещины карбонатного коллектора. Затем в образованные на первом этапе трещины жидкость закачивают с более высокой скоростью, чтобы создать несколько основных трещин. На заключительном этапе осуществляется закачка жидкости разрыва для создания гидродинамической связи между трещинами, образовавшимися на первом и втором этапах, и пустотами, расположенными в удаленной части пласта. Эффективность представленной технологии проведения гидроразрыва пласта подтверждена экспериментально. Ее применение при разработке трещиноватых карбонатных коллекторов позволяет повысить производительность скважин. Технология уже тестируется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Энергоэффективный способ получения водорода от химиков УУХ

САМЫМ ЧИСТЫМ ВОДОРОДОМ СЧИТАЕТСЯ «ЗЕЛЕНый» – ЕГО ПОЛУЧАЮТ МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОЛИЗА, Т.Е. ПУТЕМ РАЗЛОЖЕНИЯ ВОДЫ НА ВОДОРОД И КИСЛОРОД С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА. Главный недостаток такого метода – высокая стоимость. Удельные затраты электроэнергии на производство 1 кг водорода достигают 40 кВт/ч. Химикам ФИЦ угля и углехимии СО РАН удалось в два раза сократить энергозатраты на получение водорода с помощью разложения воды. В качестве сырья они использовали суспензию из воды и нанопорошка алюминия, которую облучали лазером. Преимущество технологии в том, что лазерное излучение поглощается только частицами алюминия, а вода оптически прозрачна, частицы алюминия покрыты оксидной оболочкой – облучение разрушает ее, вода контактирует с металлическим ядром и происходит химическая реакция с выделением водорода. Благодаря простоте процесса, выбранным компонентам и инструментам ученые сократили затраты электроэнергии до 15–17 кВт/ч на 1 кг водорода. Побочный продукт процесса, оксид алюминия, можно использовать для производства адсорбентов и керамических материалов, а также в качестве носителя катализаторов. Технология с учетом выведения на промышленный уровень также может оказаться доступнее электролиза.

Нековалентное хелатирование: химики СПбГУ стабилизировали одновалентную медь

УЧЕНЫЕ ИЗ РОССИИ И ИСПАНИИ ВПЕРВЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИ ЭФФЕКТ НЕКОВАЛЕНТНОГО ХЕЛАТИРОВАНИЯ ДЛЯ СИНТЕЗА НОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОДНОВАЛЕНТНОЙ МЕДИ. Комплексы меди (I) изучаются как возможная альтернатива дорогостоящим соединениям платины и иридия при производстве оптоэлектронных материалов. Однако такие соединения наименее стабильны на воздухе. Химики исследуют способы повышения стабильности комплексов за счет образования циклов, содержащих атомы металла. Коллектив химиков из Санкт-Петербургского государственного университета и Томского политехнического университета при участии коллег из Университета Балеарских островов нашел новый подход к стабилизации комплексов одновалентной меди за счет нековалентного хелатирования. Они обнаружили, что формирование супрамолекулярного цикла за счет галогенных связей между катионами поливалентных галогенов и 1,2,4-оксадиазольными лигандами, окружающими атом меди (I), повышает стабильность итоговых комплексов. Благодаря нековалентным связям частички комплекса, которые окружают медь, крепче удерживают атом металла, защищая его от воздействий. Галогенные связи нашли широкое применение в материаловедении и используются для повышения эффективности светоизлучающих устройств, а также для очистки воды и химических продуктов от опасных загрязнителей.

Герметизация нефтепроводов от химиков Пермского Политеха

ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЕ, ЯВЛЯЕТСЯ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ЗАТВОРА. Запирающим элементом в задвижке выступает клин. Ученые Пермского Политеха предложили азотировать поверхность деталей, что увеличит срок службы оборудования. Для повышения эффективности элементов затвора обычно применяется дорогостоящее высоколегирование коррозионностойких сталей и сплавов. Этот метод приводит к желаемым показателям, но в несколько раз увеличивает себестоимость конструкции. Кроме того, использование коррозионностойких сталей лимитировано за счет малых удельных показателей прочности.

В качестве альтернативы ученые выбрали метод химико-термической обработки верхнего слоя клинового затвора, который заключается в насыщении поверхности детали азотом в ионизированных газовых средах. В ходе исследования было выявлено повышение удельной контактной прочности и твердости, стойкость к общей и межкристаллитной коррозии для всех сталей и сплавов металлов, включая операции при высоких температурах. Равномерное нагревание деталей по всей поверхности обеспечивает минимальное изменение размеров, поэтому технология повышения прочности отлично подходит для трубопроводной арматуры в жестких эксплуатационных режимах.

Алгоритм оптимизации разработки нефтегазовых месторождений от ученых ТГУ

СОТРУДНИКИ ТЮМЕНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА И НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ РАССМОТРЕЛИ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ ОНТОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА для технологических систем, которые выполняются при проектировании нефтегазового месторождения. Сложность проектов и высокая степень неопределенности геологических данных обуславливают необходимость создания систем цифрового инжиниринга, которые способны обеспечить интеллектуальную поддержку процессов концептуального проектирования. Они позволяют на ранних этапах разработать технологические варианты с учетом многих требований и условий, в том числе при разных исходных данных, с учетом возможных ограничений. Это позволяет рассматривать ИС ПКПМ как новый вид программных инструментов, отличающий его от других известных систем (MBSE, SysRE, PLM, BIM и др.).

Промоторы гидратообразования от ученых КФУ

УЧЕНЫЕ КАЗАНСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА РАЗРАБОТАЛИ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОМОТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ. Анионные поверхностно-активные вещества и производные аминокислот оказались очень эффективны в роли активаторов роста газогидратов для технологии хранения газа. Разработка ученых КФУ может позволить отказаться от сжигания попутного нефтяного газа на месторождениях, стать решением для освоения малых и средних месторождений, где ранее использовать традиционные методы хранения и транспортировки было невыгодно, а также открывает новые возможности для газификации удаленных населенных пунктов. Препятствием для использования существующих коммерческих промоторов является излишнее обильное пенообразование во время стадии регазификации. Кроме того, некоторые из них являются небезопасными для окружающей среды. В ходе исследования ученые разработали новые производные аминокислот в качестве первоклассных промоторов, превосходящих по эффективности поверхностно-активные вещества, но при этом не обладающие проблемами пенообразования во время формирования и разложения газовых гидратов. Синтезированные промоторы не являются ПАВ. Разработка имеет как прикладное, так и фундаментальное значение. Ученые выявили зависимость «структура – свойство», что важно для установления механизмов промотирования гидратообразования.



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Газпром на выставке Нефтегаз-2023



Официальное открытие выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



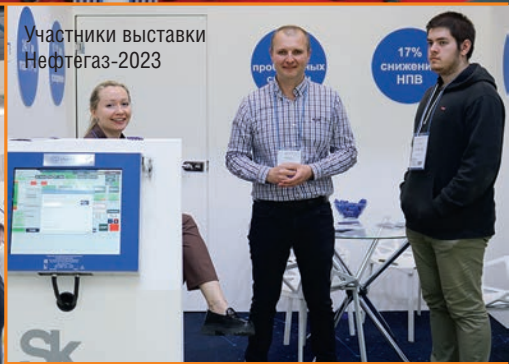
Экспонат выставки Нефтегаз-2023



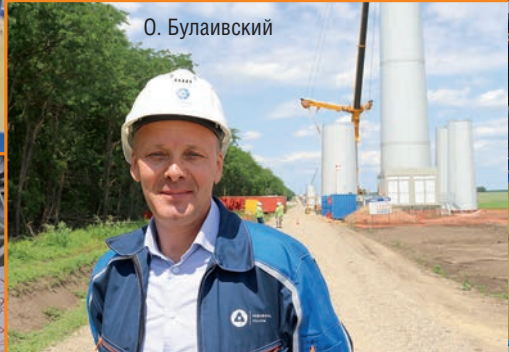
Стенд компании Уралмаш на выставке Нефтегаз-2023



Стенд компании Спектрон на выставке Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



О. Булаивский



Стенд компании АИС-НН на выставке Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



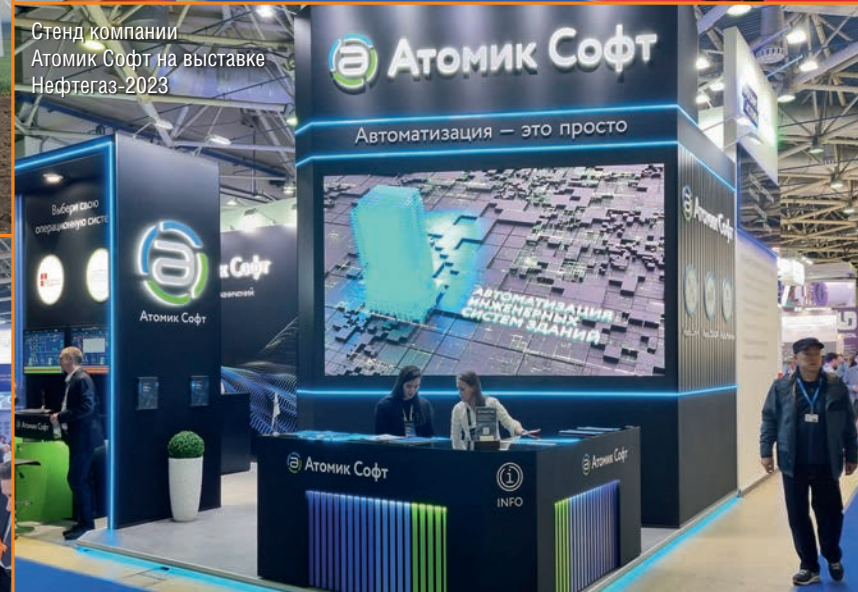
О. Хамисов



Посетители выставки Нефтегаз-2023



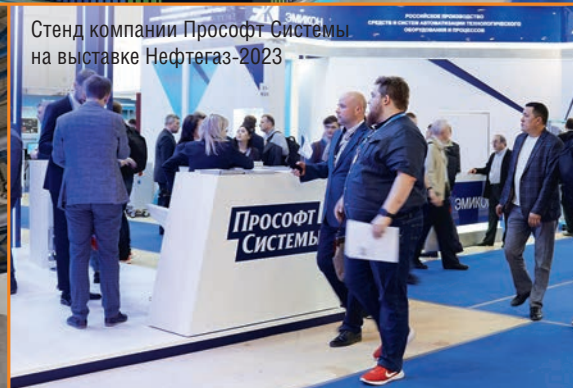
Стенд компании Транснефть на выставке Нефтегаз-2023



Стенд компании Атомик Софт на выставке Нефтегаз-2023



Экспонат выставки Нефтегаз-2023



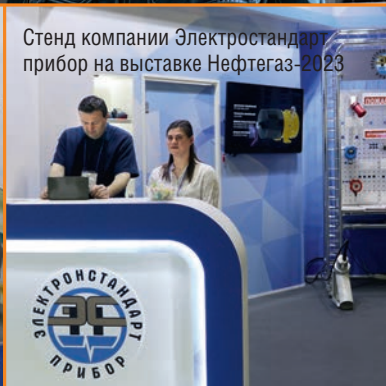
Стенд компании Просот Системы на выставке Нефтегаз-2023



Ю.Шинкаренко



Стенд компании Акквотроникс на выставке Нефтегаз-2023



Стенд компании Электростандарт прибор на выставке Нефтегаз-2023

УСТРОЙСТВО ЭЖЕКТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН УЭГИС-2

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.1 Геологоразведочное оборудование

Эжекторные устройства УЭГИС-2 предназначены для освоения и проведения технологических операций в скважинах при регулируемом забойном давлении:

- снижение забойного давления и вызов притока из пласта;
- воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами;
- перфорацию при депрессии на пласты малогабаритными перфораторами;
- кислотные обработки в динамическом (пульсирующем) режиме;
- воздействие на пласты ультразвуком или другими физическими полями;
- геофизические исследования в режиме заданных значений депрессии;
- гидродинамические исследования в установившемся и неустойчивом режиме.

Устройства состоят из корпуса и набора вставок (герметизирующего узла, депрессионной вставки, вставки КВД, блокирующей вставки).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Максимальное количество струйных насосов	2
Внешний диаметр, мм	115
Несущие трубы	НКТ 73
Элемент, определяющий прочность корпуса	резьба НКТ 73
Диаметр проходного канала, мм	51
Максимальный диаметр спускаемых через НКТ вставок, мм	56,5
Средний расход рабочей жидкости, л/с	4
Максимальный откачиваемый дебит, м³/сут.	400
Максимальная глубина спуска, м	4000

Преимущества

- рабочий агент (техническая вода) исключает возникновение газовоздушных смесей в скважине;
- позволяют в течении 2–3 минут установить требуемое забойное давление и поддерживать его в течение необходимого времени;
- конструкция позволяет в процессе освоения проводить исследования

или воздействия на пласты малогабаритными приборами, перфораторами и т.д.;

- снижение давления происходит только в подпакерном интервале, по остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление, что полностью исключает возможность выброса или повреждения обсадной колонны. ●

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР REGUL R500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Приборы, системы и средства автоматизации*
- *Контрольно-измерительные приборы и аппаратура*



Контроллер REGUL R500 предназначен для построения ответственных, отказоустойчивых и распределенных систем АСУ ТП в различных отраслях промышленности.

Преимущества

- ответственные решения, требующие повышенной надежности оборудования (поддержка различных схем резервирования контроллеров и станций удаленного ввода/вывода);
- высокоточные измерительные системы ответственного применения (специальные измерительные модули повышенной точности);
- отказоустойчивые системы управления технологическими объектами с быстроменяющимися физическими процессами (резервированные системы управления с минимальным циклом исполнения программы, специализированные модули высокоскоростного измерения физических параметров);
- распределенные системы АСУ ТП.

Функциональные возможности

- поддержка «горячего» резервирования центральных процессоров, источников питания, модулей ввода/вывода;
- дублированная высокоскоростная внутренняя шина данных;
- различные схемы резервирования контроллеров (100% резервирование, резервирование источников питания и центральных процессоров);
- «горячая» замена всех модулей контроллера (без отключения

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
время переключения с основного контроллера на резервный	5 мс / 10 мс в резервированном варианте
точность синхронизации времени	от 50 мкс
диапазон входного напряжения питания	85...264 VAC/120...370 VDC, 18...36 VDC
диапазон рабочих температур	от -40 до +60 °C

- питания и прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- подключение станций удаленного ввода/вывода к центральному процессору по топологии «двойное резервируемое кольцо», «звезда» и смешанной схеме;
- энергонезависимая память – до 3 Гб под архивы пользователя;
- возможность веб-визуализации;
- среда разработки Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3.

Коммуникационные возможности

Поддержка интерфейсов

- RS-232 (9 pin, full duplex, скорость 300...115 200 bps, оптоизоляция 500/1500 В, защита от перенапряжения);
- RS-422/RS-485 (9 pin, скорость 300...115 200 bps полная поканальная оптоизоляция 500 / 1500 В, защита от перенапряжения) – до 96 портов на контроллер;

- Ethernet 10/100/1000 RJ-45 (full duplex) – до 4 портов на ЦП;
- Ethernet 10/100/1000 FO (Single-mode, Multi-mode) – до 2 портов на ЦП.

Поддержка протоколов обмена

- IEC 60 870 5 101 (Master/Slave);
- IEC 60 870 5 104 (Master/Slave);
- Modbus RTU (Master/Slave, с возможностями расширения);
- Modbus TCP (Master/Slave, с возможностями расширения);
- OPC DA, OPC UA;
- RegulBus;
- возможна реализация дополнительных протоколов обмена по требованиям Заказчика, включая нестандартные.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 40х180х145 мм;
- удобные съемные клеммники;
- быстрый монтаж на 105 мм DIN-рейку;
- пассивное охлаждение, отсутствие механических и вращающихся элементов конструкции. ●

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9 Датчики прочие



Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
точность синхронизации времени	50 мкс
диапазон входного напряжения питания	18...36 VDC
диапазон рабочих температур	-40 ... +60°C

- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 12,9 x 101 x 109 мм;

- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочие



Предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	интерактивный
Выходная мощность	1500 ВА / 1050 Вт
Форма выходного сигнала	синусоида
Макс. поглощаемая энергия импульса	405 Дж
Количество выходных разъемов питания	2 (из них с питанием от батарей – 2)
Тип выходных разъемов питания	СЕЕ 7 (евророзетка)
Вход / Выход	
На входе	1-фазное напряжение
На выходе	1-фазное напряжение
Входное напряжение	140 – 280 В
Входная частота	50 – 60 Гц
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	± 5 %
Выходная частота	49 – 61 Гц
Управление	Интерфейсы
USB	Функциональность
Отображение информации	ЖК-экран
Звуковая сигнализация	есть
Батарея	
Возможность замены батарей	есть
Подключение дополнительных батарей	есть
Защита	
Защита от перегрузки	есть
Защита от высоковольтных импульсов	есть
Фильтрация помех	есть
Защита от короткого замыкания	есть
Дополнительная информация	
Уровень шума	45 дБ
Габариты (ШхВхГ)	130 x 200 x 412 мм
Вес	12,2 кг
Особенности	автоматическая регулировка напряжения (AVR)

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- Оборудование и инструмент в НГК
- Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса
- 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	• 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	• Единичный 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

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- Оборудование и инструмент в НГК
- Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса
- Прочее



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.)	• 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. ●



А. Хохштейн

На данный момент ценовой потолок находится в нужном месте



А. Новак

Необходимо отслеживать цены на заправках и в оптовом сегменте



Д. Байден

Все будет не так плохо, как вы думаете



Ф. Кисида

Проекты на Сахалине важны для обеспечения энергетической безопасности нашей страны



У. фон дер Ляйен

Мы всерьез настроены на то, чтобы покончить с обходом санкций



Т. Рибера

Введение запрета на импорт СПГ из РФ произойдет быстрее, чем можно ожидать



А. Штерн

OMV больше не закупает для своих НПЗ российскую нефть, поставляемую танкерами в Европу



К.-Ж. Токаев

Главное мерило успеха экономической интеграции – не количество стратегий, договоров и решений, а новые производства, технологии и рабочие места



Д. Мантуров

Половина строящихся сейчас в Индии энергоблоков АЭС – строится по российскому дизайну

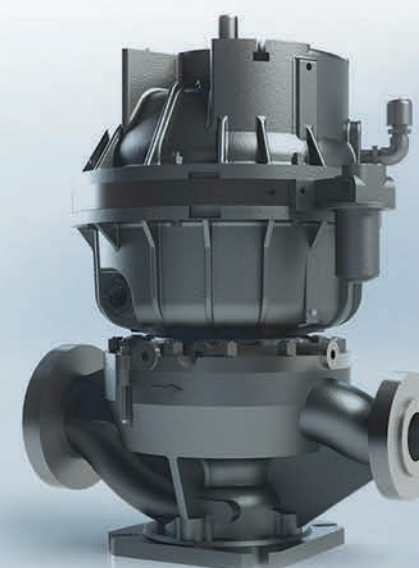


ВАРТЕЕС LTD

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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (ОН6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

www.calt11.com

СЧАСТЛИВАЯ ЖИЗНЬ В МИЛЛЕНИУМ ПАРК

НОВАЯ КОЛЛЕКЦИЯ УЧАСТКОВ
В 19 КМ ПО НОВОЙ РИГЕ

ПОЗВОНИТЕ: *1223